



ФСК



ЕЭС



РОССИЙСКИЙ  
ФОНД  
ФУНДАМЕНТАЛЬНЫХ  
ИССЛЕДОВАНИЙ



Материалы  
VII Международной молодёжной  
научно-технической конференции

# ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ - 2016

19–23 сентября

ТОМ II



КАЗАНЬ 2016

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФГБОУ ВО «КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
АО «СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»  
ПАО «ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»  
CONSEIL INTERNATIONAL DES GRANDS RÉSEAUX ÉLECTRIQUES – CIGRE  
РОССИЙСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ КОМИТЕТ МЕЖДУНАРОДНОГО СОВЕТА ПО БОЛЬШИМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ  
СИСТЕМАМ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ (РНК СИГРЭ)  
МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН  
РОССИЙСКИЙ ФОНД ФУНДАМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ  
БЛАГОТВОРИТЕЛЬНЫЙ ФОНД «НАДЕЖНАЯ СМЕНА»

# ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ - 2016



**Материалы  
VII Международной молодёжной научно-технической конференции  
19 – 23 сентября 2016**

Том II

Казань  
2016



УДК 621.31  
ББК 31.2  
Э45

**Электроэнергетика глазами молодежи - 2016:** материалы VII Международной научно-технической конференции, 19 – 23 сентября 2016 г., Казань. – В 3 т. Т. 2. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2016. – 447 с.

Во второй том сборника трудов включены статьи, принятые программным комитетом конференции, в которых отражены результаты исследований по основным научным направлениям секции «Управление электроэнергетическими режимами энергосистем»: установившиеся режимы энергосистем; переходные режимы энергосистем; планирование электроэнергетических режимов; режимная автоматика энергосистем; противоаварийная автоматика энергосистем; ликвидация аварий в энергосистемах. В работе конференции приняли участие инженеры, ученые и специалисты отраслевых научно-исследовательских, проектных, эксплуатационных электроэнергетических организаций и компаний, а также академических институтов и высших учебных заведений электроэнергетического профиля России и других стран. Интерес вызвали работы студентов, аспирантов и молодых ученых. Материалы сборника предназначены для научных работников и специалистов, в сфере электроэнергетики.

ISBN 978-5-89873-461-9  
ISBN 978-5-89873-463-3

**Ответственный редактор:**

Э.В. Шамсутдинов, к.т.н., проректор по научной работе КГЭУ.

**Редакционная группа:** А.В. Гофман, А.Р. Ахметшин, И.А. Муратаев.

**Рецензенты:**

А.Н. Цветков, к.т.н., доцент кафедры электроснабжения промышленных предприятий КГЭУ;  
Р.У. Галеева, старший преподаватель кафедры электроснабжения промышленных предприятий КГЭУ;  
Р.С. Саитбатов, к.т.н., доцент кафедры электроснабжения промышленных предприятий КГЭУ;  
А.Ф. Бондаренко, советник директора АО «СО ЕЭС»;  
В.А. Дьячков, к.т.н., заместитель главного диспетчера по режимам АО «СО ЕЭС», руководитель подкомитета С2 «Функционирование и управление энергосистемами» РНК СИГРЭ;  
Д.В. Атаманкин, главный специалист СРиТП АО «СО ЕЭС», секретарь подкомитета С2 «Функционирование и управление энергосистемами» РНК СИГРЭ;  
О.С. Рахимов, к.т.н., заведующий кафедрой электроснабжения и автоматики Худжандского политехнического института Таджикского технического университета имени академика М.С. Осими;  
А.С. Ведерников, к.т.н., декан электротехнического факультета СамГТУ;  
Г.В. Вагапов, к.т.н., доцент кафедры электрооборудования и электрохозяйства предприятий, организаций и учреждений КГЭУ;  
Е.И. Грачева, д.т.н., доцент кафедры электроснабжения промышленных предприятий КГЭУ;  
К.Н. Мулюкин, к.т.н., доцент кафедры электрооборудования и электрохозяйства предприятий, организаций и учреждений КГЭУ;  
А.Г. Фишов, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой автоматизированных электроэнергетических систем НГТУ;  
И.А. Хатанова, к.т.н., доцент кафедры электроснабжения промышленных предприятий КГЭУ;  
А.Р. Сафин, к.т.н., доцент кафедры электроснабжения промышленных предприятий КГЭУ;  
Д.В. Сорокин, заместитель начальника Центра системных исследований и разработок ИЭС ААС АО «НТЦ ФСК ЕЭС»;  
М.Ю. Востряков, начальник сектора стратегического планирования энергосистем филиала АО «НТЦ ФСК ЕЭС» – СибНИИЭ;  
А.В. Лянзберг, к.т.н., начальник отдела электрических режимов ПАО «ФСК ЕЭС».

## Организаторы конференции



ФГБОУ ВО «Казанский  
государственный  
энергетический  
университет»



АО «Системный оператор  
Единой энергетической  
системы»



Федеральная Сетевая Компания  
Единой Энергетической Системы  
ПАО «Федеральная сетевая  
компания Единой  
энергетической системы»



Conseil International des  
Grands Réseaux Électriques –  
CIGRE



Российский национальный  
комитет Международного  
Совета по большим  
электрическим системам  
высокого напряжения  
(РНК СИГРЭ)



Министерство  
промышленности  
и торговли Республики  
Татарстан



Российский фонд фундаментальных  
исследований



Благотворительный фонд «Надежная смена»

## При поддержке



Министерства энергетики Российской  
Федерации



Министерства образования и науки Российской  
Федерации

## Информационные партнёры конференции



Журнал «Электроэнергия.  
Передача и распределение»



Журнал «Энергия единой сети»



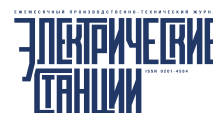
Журнал «Вестник КГЭУ»



Журнал «ИВУЗ. Проблемы  
энергетики»



Журнал «Вестник Иркутского  
государственного технического  
университета»



Журнал «Электрические  
станции»



Журнал «Промышленная  
энергетика»



Журнал «Вестник Ивановского  
государственного  
энергетического университета»



Журнал «Вести в  
электроэнергетике»



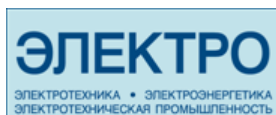
Журнал «Power Technology  
and Engineering»



Журнал «Релейная защита и  
автоматизация»



Журнал «Энергетик»



Журнал «Электро»



Журнал «Вестник МЭИ»

Партнер конференции





## **Секция № 4**

### **УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМ**

- Установившиеся режимы энергосистем
- Переходные режимы энергосистем
- Планирование электроэнергетических режимов
- Режимная автоматика энергосистем
- Противоаварийная автоматика энергосистем
- Ликвидация аварий в энергосистемах



## **Scientific sections № 4**

### **ELECTRIC POWER SYSTEMS CONTROL**

- Power systems steady states
- Power system transients
- Planning of power system operating conditions
- State automatics of power systems
- Emergency control schemes
- Elimination of emergencies in power systems

# Optimal capacitor allocations and sizing in radial distribution networks using a novel hybrid particle swarm optimization algorithm

Vladimir N. Tulskey<sup>1</sup>, Artem S. Vanin<sup>1</sup>, Mohamed A. Tolba<sup>1</sup>, Ahmed A. Zaki Diab<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Electrical Power Systems Department, National Research University, «MPEI», Moscow, Russian Federation

<sup>2</sup>Electrical Engineering Department, Faculty of Engineering, Minia University, Minia, Egypt  
tulskeyvn@mail.ru, artem.vanin@gmail.com, TolbaM@mpei.ru, matolba2013@gmail.com, a.diab@mu.edu.eg

The growing widely of increasing demand leads to increase in system losses and voltage profile disturbances. The need for an effective and efficient power distribution system has become more urgent. In this situation, shunt capacitors installation on radial distribution has always been an important research area to find the optimal allocations required for voltage profile improvement, system losses reduction and power factor correction. The developed study presents two-stages to represent the optimal allocation of capacitors in radial distribution system. In this paper, two stages are introduced. In the first stage, the loss sensitivity analysis with two methods is employed to select the most appropriate candidate capacitor placement. In the second stage, a novel hybrid particle swarm optimization (HPSO) algorithm is implemented to find optimal sizing and allocations of capacitors and their settings from the selected buses. The proposed algorithm has been tested on different test systems as 15-bus, and 34-bus IEEE standard radial distribution systems. Moreover, the proposed algorithm has been tested on different sizes of other radial distribution systems. In order to validate the proposed approach, the obtained results have been compared with other methods. The numerical results have been proved the capability of the proposed approach to find the optimal solutions with system losses reduction, voltage profile improvement and power factor correction. Numerical results have been obtained by MATLAB package.

*Keywords: radial distribution system, capacitor allocation, loss sensitivity factor, Hybrid particle swarm optimization algorithm, voltage profile, net saving.*

## I. INTRODUCTION

Power distribution system is the link between the power system bulk and the consumers, therefore it is important to clean power to the loads. In additions, the flow of the reactive current in a power distribution system always causes high power losses and disturbances in voltage profile [1]. The disturbances in voltage profile are considered as one of the power quality problems [2]. Researches and studies have been illustrated that as much as 13 % of total power generated is consumed in the form of losses at distribution level [3, 4]. Shunt capacitors application are commonly used in distribution networks to overcome the disturbances in voltage profile and the high power losses with high technical benefits. The benefits are considered in improving voltage profile levels, reducing power losses, improving power factor and release system capacity. Inappropriate capacitors placement will lead to reduce the system benefits, disturbances in voltage profile and decrease in power losses [4]. To enhance these benefits, it is necessary to find the optimal shunt capacitors allocation in this network using a suitable optimization technique.

A lot of different optimization techniques and algorithms have been developed for optimal capacitor sitting and sizing in the last decades. Chin et al. [5] proposed heuristic search strategies (HSS) to obtain the optimum capacitor placement and size. Prakash et al [1] produced the particle swarm algorithm (PSO-1) in addition to loss sensitivity factor (LSF). The LSF is used to reduce the research space of the optimization algorithm and increase its accuracy. Prasad [6] introduced a fuzzy-genetic algorithm (FGA), fuzzy set was used to determine capacitor placement and the genetic algorithm was used to obtain the capacitor sizing. Elmaouhab et al [7] presented a new evolutionary technique (NET) for optimization shunt capacitors placement in distribution networks. Elsheikh et al. [8] used two stage methods; LSF was used to recognize the candidate buses for reactive power

compensation and the discrete particle swarm algorithm (PSO-2) was used to obtain the capacitors sizes to be implemented. Devabalaji et al. [4] introduced the LSF and voltage stability index (VSI) to obtain the optimal sittings for capacitor banks in addition to the bacterial foraging optimization algorithm (BFO) was used to get the optimal capacitors sizing. Abo El-Ela [9] used LSF for determining the critical buses to impalement the capacitors and then used the ant colony optimization (ACO) algorithm to find the optimal allocations of capacitors. A. Abdelaziz et al. [10] presented flower pollination algorithm (FPA) in addition to use the power loss index (PLI) to obtain the candidate buses for capacitors location.

This paper develops two-stages for optimal locations and sizes of capacitors in radial distribution system. The first stage, the loss sensitivity analysis with two methods is employed to select the most appropriate candidate buses for the capacitors sittings. In the second stage, the new HPSO algorithm implemented to find the optimal sizing of capacitors and their placements from the candidate buses. The rest of this paper is implemented as follows: the next section provides the formulation of the optimal capacitors allocations problem; the analysis of sensitivity factors are introduced in Section III to obtain the selected buses for the capacitors placements; Section IV produces the Backward/Forward sweep power flow algorithm; Section V introduces the algorithm of a new HPSO algorithm approach; The optimal capacitor sitting and sizing using the loss sensitivity factors and HPSO algorithm is provided in Section VI; Section VII presents the test results and analysis; and the conclusion is illustrated in Section VIII.

## II. PROBLEM FORMULATION

The optimal capacitor placement in radial distribution system improves the voltage profile and reduces the active power losses. However, the placement of capacitors increase the investment and installation cost.

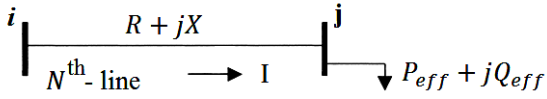


Figure 1. A distribution line between buses  $i$  and  $j$

Therefore the objective of capacitor sitting is to minimize the total annual cost of the system, subjected to specific operational constraints. The objective function of the problem is mathematically formulated as shown in (1):

$$\min f = \text{minimize}(\text{Cost\_fun}). \quad (1)$$

The  $\text{Cost\_fun}$  (\$/year) is the objective function net savings, which includes the cost of power loss and the capacitor placement as following:

$$\text{Cost\_fun} = K_p P_{Loss}^T + \sum_j^J (K_j^C Q_j^C). \quad (2)$$

Where,  $P_{Loss}^T$  is the total power losses,  $J$  is number of candidate sitting of buses for capacitor placement,  $K_p$  is the equivalent annual cost per unit of power loss in (\$/kW-year),  $K_j^C$  is the annual capacitor cost in (\$/kW-year) depending on type of shunt capacitor size, which placed at  $j^{\text{th}}$  location. The available capacitor sizes and the corresponding yearly cost are considered in reference [7, 8].

The objective function is subjected to the following constraints:

1. The voltage at each bus  $V_i$  in radial system must kept within the acceptable maximum  $V_{\max}$  and minimum  $V_{\min}$  limits,

$$V_{\min} \leq V_{(i)} \leq V_{\max}, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3)$$

(,n" is the number of buses).

2. The largest capacitor size allowed  $Q_c^{\max}$  by using capacitor banks is limited to the total load reactive power  $Q_{load}^T$  as,

$$Q_c^{\max} \leq Q_{load}^T. \quad (4)$$

3. Overall power factor of  $PF_{overall}$  the system should be maintained within desirable lower  $PF_{\min}$  and upper  $PF_{\max}$  limit as,

$$PF_{\min} \leq PF_{overall} \leq PF_{\max}. \quad (5)$$

4. The apparent power line flow through the lines is limited by its maximum rating as,

$$S_{l(i)} \leq S_{l(i)}^{\text{rated}}, \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (6)$$

(,N" is the number of lines).

### III. SENSITIVITY FACTORS ANALYSIS

The capacitors need to be located at the buses with least voltage (bus voltage  $V_{(i)} < V_{\min}$ ), that are termed by "weak buses"). The candidate buses for the capacitor placement are determined using the loss and voltage sensitivity factors. These candidate buses are required to install capacitors for

reducing the search space in the optimization execution of the proposed algorithm.

Consider a distribution line connected between " $i$ " and " $j$ " buses with an impedance  $Z = R + jX$ , current  $I$  and a load of  $P_{eff} + Q_{eff}$  as shown in Fig. 1.

The active power loss in  $N^{\text{th}}$ -line between  $i - j$  can be expressed as:

$$P_{\text{line loss}(ij)} = I_{(ij)}^2 R_{(ij)} = \frac{(P_{eff(j)}^2 + Q_{eff(j)}^2) R_{(ij)}}{V_{(j)}^2}. \quad (7)$$

Similarly, the reactive power loss in  $N^{\text{th}}$ -line between  $i - j$  can be expressed as:

$$Q_{\text{line loss}(ij)} = \frac{(P_{eff(j)}^2 + Q_{eff(j)}^2) X_{(ij)}}{V_{(j)}^2}. \quad (8)$$

Where,  $P_{eff(j)}$  = The total effective active power supplied beyond the node " $j$ ";  $Q_{eff(j)}$  = The total effective reactive power supplied beyond the node " $j$ ".

Now, the loss sensitivity factor ( $LSF_{(ij)}$ ) can be calculated by considering the first derivative of  $P_{\text{line loss}(ij)}$  in (7) with respect to the reactive power load  $Q_{eff(j)}$  as in the following:

$$LSF_{(ij)} = \frac{\partial P_{\text{line loss}(ij)}}{\partial Q_{eff(j)}} = \frac{2^* Q_{eff(j)}^* R_{ij}}{V_{(j)}^2}. \quad (9)$$

The loss sensitivity factors ( $LSF$ ) are obtained from the base load flow (without compensation).

The voltage sensitivity factor ( $VSF$ ) is obtained by the ratio of the base case voltage magnitudes at buses  $V_{(i)}$  to the minimum limit of voltage (0.95 pu) as:

$$VSF_{(i)} = \frac{|V_{(i)}|}{0.95}. \quad (10)$$

In this paper, the  $LSF$  and  $VSF$  factors are presented in two methods:

1. According to a lot of researches work [1], [4], and [8], the results of  $LSF$  are arranged in descending order for all the lines of the given system. A vector bus position « $vbpos_{(i)}$ » that holds the respective "end buses" of the lines arranged in descending order of the values of the  $LSF$  is stored. The descending order of  $LSF$  elements of « $vbpos_{(i)}$ » vector will decide the sequence in which the buses are to be considered for compensation. At these buses of « $vbpos_{(i)}$ » vector, the normalized voltage magnitudes are obtained by  $VSF(i)$  (10). The buses with largest values of  $LSF$  and smallest values of  $VSF$  (ie.  $< 1.01$ ) are selected as the candidate buses for capacitor placement.

2. In this proposed method, the buses with largest positive values of  $LSF$  and positive values of  $VSF$  (ie.  $< 1.05$ ) are indexed at the top of  $LSF$  and  $VSF$  lists respectively. These buses are considered as candidate bus for capacitor installation. The purpose of this new method is increasing the probability of



optimal capacitor placement, because these buses are containing the „healthy“ and „weak“ buses with high sensitivity.

From the previous methods, the candidate buses for the capacitors installation based on the combination of *LSF* and *VSF* are inserted as control variables in the optimization algorithm.

#### IV. BACKWARD/FORWARD SWEEP POWER FLOW ALGORITHM

Backward/Forward sweep (BFS) algorithm is commonly used for power flow lateral radial distribution networks because it is easy to implement, fast, flexible, robust convergence, and it has highly solution accuracy.

The analysis of BSF method is implemented including three-main steps, which they depend on the Kirchhoff's voltage and currents law (KVL and KCL respectively). The three steps consist of (i) Nodal current analysis, (ii) Backward Sweep, (iii) Far-Ward Sweep. These steps based on convergence achievements if maximum mismatch between voltages is less than the epsilon tolerance "error" (in this paper, it considered  $\epsilon = 0.000001$ ). After convergence, the active and reactive power losses for radial distribution system can be calculated easily. The proposed algorithm is explained in details in references [11, 12].

#### V. A NEW HPSO ALGORITHM

##### A. Particle Swarm Optimization

Particle swarm optimization (PSO) is one of the evolutionary techniques which were the first introduced by Kennedy and Eberhart in 1995 [13 – 15]. In PSO, a population of individuals is evolved by cooperation and competition among the individuals themselves through iterations. Each individual, named particle, of the population, called swarm, represents a potential solution to a problem. Each particle changes its position in search space and updates its velocity according to its own movement experience and neighbors' movement experience, aiming at a better position for itself. All of particles have fitness values which are evaluated by the fitness function to be optimized (Minimized).

The basic elements of PSO algorithm are explained in details in references [1], and [8].

Particle Velocity  $v_i^t$ : It is the velocity of the moving particle represented by an  $N$ -dimensional valued vector, which described as:  $v_i^t = [v_{i,1}, v_{i,2}, \dots, v_{i,N_p}]^T$ ,  $i = 1, 2, \dots, N_p$ , and „ $N_p$ “ indicates the number of particles of population, at an iteration „ $t$ “. Inertia Weight  $w$ : It is a control parameter that is used to control the impact of the previous velocity on the current velocity. Particle Best (pbest): Each particle in PSO keeps track of its coordinates in the  $N$ -dimensional problem space, which are associated with the best solution (fitness) it has achieved so far. This value is called "pbest" (personal best). Global Best (gbest): Another „best“ value that is tracked by the global version of the particle swarm optimizer is the overall best value and its location obtained so far by any particle in the population. This location is called "gbest" (global best). The PSO concept: It consists of, at each time step, changing (accelerating) the velocity of each particle flying toward its pbest and gbest locations (global version of PSO). Acceleration is weighted by random terms, with separate random numbers being generated for acceleration

toward pbest and gbest locations, respectively. A general engineering optimization problem can be defined as: Minimize (f) (As fitness cost function). Updating: Changing the velocity and position of the particle according to equations (11) and (12), respectively:

$$v_i^{t+1} = w \cdot v_i^t + c_1 \cdot r_1 [pbest_i^t - x_i^t] + c_2 \cdot r_2 [gbest_i^t - x_i^t]; \quad (11)$$

$$x_i^{t+1} = x_i^t + \Delta t \cdot v_i^{t+1}. \quad (12)$$

Where: the velocity limits are  $v_{\min} \leq v_i \leq v_{\max}$ .

Positive constants  $c_1$  and  $c_2$  are the cognitive and social components, respectively, which are the acceleration constants responsible for varying the particle speed towards pbest and gbest, respectively. Variables  $r_1$  and  $r_2$  are two random numbers generated in the range [0, 1]. Eq. (12) represents the position update, according to its previous position and its velocity, considering  $\Delta t = 1$ .

##### B. A hybrid PSO with Quasi-Newton (QN) method [15]

The proposed alternative hybrid method combines the particle swarm optimization (PSO) in evolution phase and the Quasi-Newton (QN) technique in the learning phase (after the stopping criterion of PSO be satisfied) to solve the optimal capacitor placement and size associated with fitness cost function minimizing and constraints. The hybrid method of optimization adopted in this paper is also denominated in the literature of the hybrid algorithm, algorithm with local search, memetic algorithm or optimization based in Lamarckian evolution.

A direct application of Newton's method would be computationally prohibitive due to the computational cost of the evaluation of the Hessian matrix. Alternative approaches, known as QN or variable metric methods, build an approximation of the inverse of the Hessian using only information of the first derivatives of the error function over a number of steps. The two most commonly used update formulae are the Davidon-Fletcher-Power (DFP) and the Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanno (BFGS) procedures. In this work, the BFGS approach was used. The BFGS routine in this paper is the one provided by the Matlab Optimization Toolbox (fminunc-routine). QN method and PSO have advantages that complement each other. The proposed combination of PSO with QN for local search consists of a form of sequential hybridization based on [16 – 18]. Basically, in this combined method, the PSO is applied to the optimization problem and the best solution (or other chosen solution) obtained by PSO is used as starting point for the QN method.

#### VI. OPTIMAL CAPACITOR SITTING AND SIZING USING THE LOSS SENSITIVITY FACTORS AND HPSO

The proposed system operation for optimal capacitor placement in Radial Distribution System (RDS) is implemented as the following steps:

1. Inputs: the input data of the proposed system are considered as:
  - a) the buses number „ $n$ “ of the RDS;
  - b) active (kW) and reactive (kVAR) power loads at each bus;
  - c) the line data impedances ( $Z = R + jX$ ) and the sending and receiving end numbers of each line;

d) constraints as proposed in equations (3) – (6);

e) the HPSO algorithm parameters.

2. Run BFS power flow without compensation and calculate:

a) the voltage at each bus ( $V_{(i)}$ );

b) the active power losses ( $P_{LOSS}$ );

c) the line flow through transmission line ( $S_{l(i)}$ );

d) the  $LSF$  and  $VSF$  to select the suitable candidate buses for capacitor placement.

3. According to the particle position ( $x_i^t$ ), initialize randomly „ $N_p$ “ number of particles of population and the particles positions are considered as:

$$x_i^t = [x_{i,1}, x_{i,2}, \dots, x_{i,N_p}] = [Q_1^c, Q_2^c, \dots, Q_j^c].$$

The suitable ranges of these capacitors  $Q_1^c, Q_2^c, \dots, Q_j^c$  with their costs  $K_j^c$  are considered in references [7], and [8].

4. Generate the particles velocity  $v_i^t$ .

5. Run the BFS power flow for each particle to acquire the following data:

a) the voltage at each bus ( $V_{(i)}$ );

b) the active power losses ( $P_{LOSS}$ );

c) the line flow through transmission line ( $S_{l(i)}$ ).

6. Calculate the total annual cost function in equations (1), (2) for each particle, which is as the fitness function with constraints for each particle.

7. Compare the existing particles and update the (pbest) for each particle and the global (gbest) through all particles.

8. Update the particle velocity and position according to equations (11), (12) with taking in account the violating limits in equations (3) – (6).

9. The Quasi-Newton (QN) technique is worked on decreasing the time between each particle and iteration with increasing the accuracy of the process. In addition to its work in the learning phase with highly accuracy after PSO be satisfied.

10. Repeat the steps from (5) to (9) until the criterion of HPSO be satisfied.

11. Record the results such as: Voltage at each bus, active power losses, total annual cost and power factor.

## VII. TEST RESULTS

The proposed method using HPSO algorithm has been performed via MATLAB package, which it is applied on

personal computer with specifications of a processor Intel core i5-5200U, up to 2.7 GHz, and 6 GB of RAM memory. The proposed methodology has been applied and tested on two IEEE standard radial distribution systems, which are 15- bus [19], and 34-bus [5]. The voltage magnitude limits are considered between 0.95 and 1.05 per unit for the test systems, and the annual cost per unit power losses  $K_p$  is determined as 168 \$/kW. The choosing of the candidate buses from LSF is introduced in two methods: (i) Method-1 choose the buses which has the VSF values below 1.01 Pu. with high LSF values. (ii) Method-2 chooses the buses which has the VSF values below 1.05 Pu. with high LSF values. Then the algorithm of HPSO provides the optimal capacitor sizing and placement in two methods from LSF choosing. The two methods for the proposed optimization algorithm are presented and compared with other optimization algorithms and techniques as in the following test results.

### A. The 15-bus system results

The proposed system is applied on 15-bus radial distribution test system, which the rated voltage of this test model is 11 kV as in reference [19]. The results of LSF are shown in Fig. 2, where the choosing of candidate buses by method-1 are {6, 3, 11, 4, 12, 15, 14, 7 and 13} with total reactive power compensation 1200 kVAR, and by method-2 are {2, 6, 3, 11, 4, 12, 9 and 15} with the same reactive power compensation. From the results that are introduced in table-I, the method-2 has better results than the results that are in method-1 and in other optimization algorithms and techniques.

The total power losses is reduced from initial value of 61.794 kW to 30.1164 kW, the minimum voltage improved from 0.9445 Pu to 0.9715 Pu, the total annual cost decreased from 10381 \$/year to 5437.25 \$/year and the power factor is improved from 0.7016 to 0.9991 lagging. Fig. 3 shows the effect of compensated devices on voltage profile in two methods for 15-bus system.

### B. The 34-bus system results

The proposed method is applied on 34-bus radial distribution test system, which the rated voltage of this test model is 11 kV as in reference [5]. The results of LSF are shown in Fig. 4, where the choosing of candidate buses by method-1 are {19, 22, 20, 21, 23, 24, 25, 26 and 27} with total reactive power compensation 1950 KVAR, and by method-2 are {4, 5, 6, 2, 3, 17, 19, 7, 18, 22, 20, 21, 23, 24 and 9} with total reactive power compensation 2700 KVAR. From the results that are introduced in table-II, the method-2 has better results than the results that are in method-1 and in other optimization methods. The total power losses is reduced from initial value of 221.72 kW to 159.2765 kW, the minimum voltage improved from 0.9417 Pu to 0.9503 Pu, the total annual cost decreased from 37248.76 \$/year to 27382 \$/year and the power factor is improved from 0.8556 to 0.9989 lagging. Fig. 5 shows the effect of compensated devices on voltage profile in two methods for 34-bus system.

Table I. THE RESULTS OF 15-BUS RADIAL DISTRIBUTION SYSTEM

Items	Un-comp.	Compensated													
		FGA [6]		PSO-1 [1]		PSO-2 [8]		ACO [9]		FPA [10]		Proposed algorithm method-1		Proposed algorithm method-2	
Year	–	2007		2007		2014		2015		2015		2016		2016	
Total losses, kW	61.794	30.4411		32.7		30.4463		36.81		30.7112		30.7348		30.1164	
Loss reduction, %	–	50.738		47.082		50.729		40.43		50.3		50.262		51.2632	
$V_{min}$ (Pu), bus-13	0.9445	0.9677		0.9673		0.9712		0.9631		0.9676		0.9714		0.9715	
$V_{max}$ (Pu), bus-2	0.9713	–		–		–		0.9834		–		0.9852		0.9853	
PF over all	0.7016	–		–		–		–		–		0.9980		0.9991	
Optimal location buses and size of capacitors, KVAR	–	4	200	3	871	4	450	4	630	6	350	4	600	4	450
		6	100	6	321	6	450	6	410	11	350	6	450	6	450
		7	300			13	150			15	300	13	150	11	150
		11	300			15	150							12	150
		15	200												
$\sum Q_c$ , KVAR	–	1100		1192		1200		1040		1000		1200		1200	
Annual $P_{loss}$ -cost, \$/year	10381	5114.1		5493.6		5114.978		6167.28		5159.48		5163.4		5059.6	
Total $Q_c$ -cost, \$/year	–	390		269.7		378		245.85		330		320.85		377.7	
Total Annual cost, \$/year	10381	5504.1		5763.3		5492.978		6413.13		5489.48		5484.3		5437.25	
Net Saving, \$/year	–	4876.89		4617.7		4888.022		3967.87		4891.52		4896.7		4943.75	
Saving, %	–	46.979		44.482		47.086		38.222		47.12		47.17		47.623	

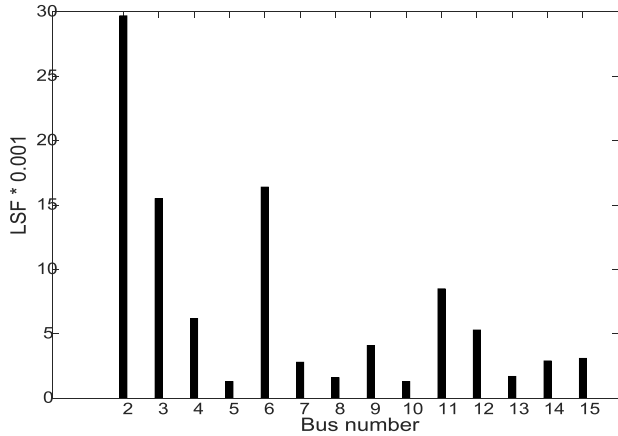


Figure 2. The values of LSF for 15-bus system

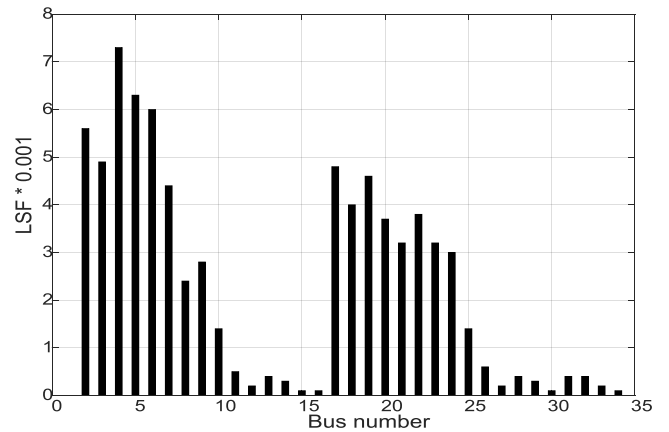


Figure 4. The values of LSF for 34-bus system

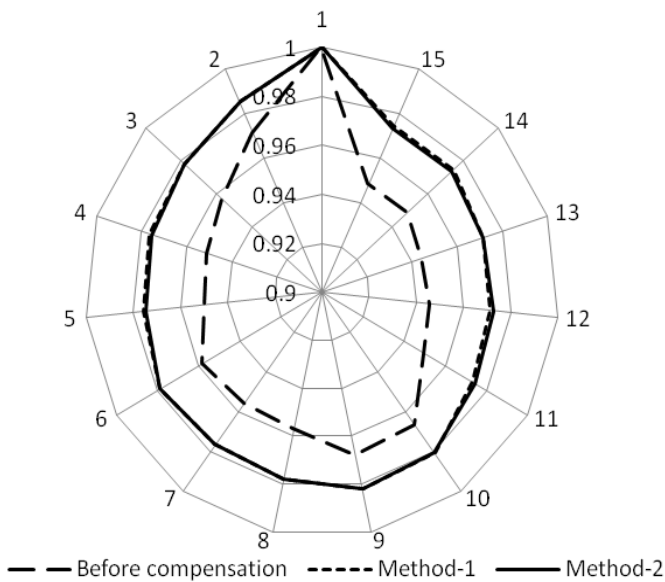


Figure 3. The effect of compensated devices on voltage profile in two methods for 15-bus system

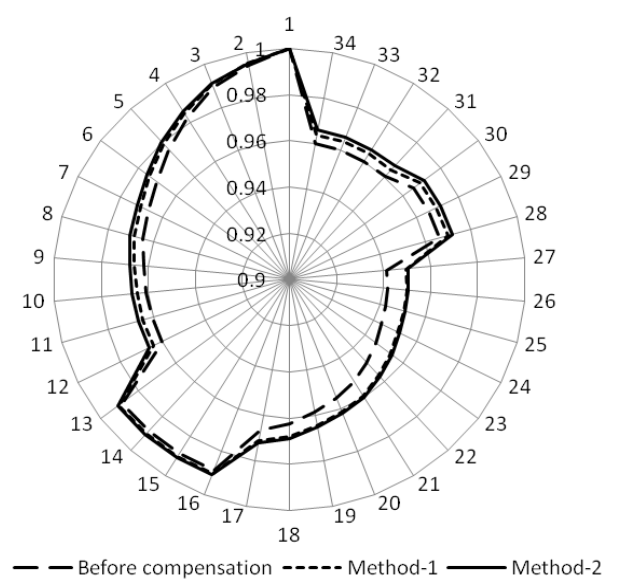


Figure 5. The effect of compensated devices on voltage profile in two methods for 34-bus system



Table II. THE RESULTS OF 34-BUS RADIAL DISTRIBUTION SYSTEM

Items	Un-comp.	Compensated															
		HSS [5]		PSO-1 [1]		NET [7]		PSO-2 [8]		BFO [4]		ACO [9]		Proposed algorithm method-1		Proposed algorithm method-2	
Year	–	1997		2007		2011		2014		2015		2015		2016		2016	
Total losses, kW	221.72	167		168.8		161.33		163.3		160.6		162.680		166.9983		159.2765	
Loss reduction, %	–	24.68		23.87		27.232		60.3		27.566		26.628		24.68		28.163	
Vmin (Pu), bus-27	0.9417	0.9515		0.9496		0.9506		0.9501		0.9505		0.9501		0.9500		0.9503	
Vmax (Pu), bus-2	0.9941	–		–		0.9952		–		–		0.9950		0.9950		0.9953	
PF over all	0.8556	–		–		–		–		–		–		0.9801		0.9989	
Optimal location buses and size of capacitors, KVAR	–	26 11 17 4	1400 750 300 250	19 22 20	781 803 479	8 18 25	1050 750 750	19 22 26	1050 300 600	10 20 25	625 940 610	9 22 25	645 719 665	19 21 26	900 450 600	5 9 18 21 24	600 600 450 450 600
$\sum Q_c$ , KVAR	–	2700		2063		2550		1950		2150		2029		1950		2700	
Annual Ploss-cost, \$/year	37248.76	28056		28358.4		27103.44		27440		26980.8		27330.24		28056		26758	
Total Qc-cost, \$/year	–	680.9		527		653.4		483		428.7		471		410.55		623.7	
Total Annual cost, \$/year	37248.76	28736.9		28885.4		27756.84		27923		27409.5		27801.24		28466		27382	
Net Saving, \$/year	–	8511.86		8363.36		9491.92		9325.76		9839.26		9447.52		8782.76		9866.76	
Saving, %	–	22.851		22.453		25.48251		25.036		26.415		25.36		23.578		26.5	

### VIII. CONCLUSION

This paper introduced a novel strategy based on a novel method to implement the loss sensitivity factor and a proposed HPSO algorithm for optimal location and sizing of shunt capacitors in the radial distribution systems. For the power flow calculations the backward/forward sweep algorithm is proposed. Moreover, the LSFs are used to obtain the selected buses placements needed for reactive power compensation to reduce the research space of the optimization algorithm. In addition, a HPSO algorithm is used to obtain the optimal sizing of capacitors and to select from candidate buses of LSF. Two methods have been introduced to calculate the LSF based on the voltage sensitivity factor (VSF). Method-1 was considered with the buses that have been VSFs below 1.01, and Method-2 was considered with the buses that have been VSFs below 1.05.

The proposed methodology has been tested on different IEEE standard radial distribution systems. The results of the proposed algorithm have been compared with the other methods to validate the proposed approach. The result of comparison shows the proposed approach with method-2 as compared as method-1 with other approaches from literature has a good accuracy and performance to determine the optimal solutions of the shunt capacitor banks locations and sizing in radial distribution systems with improvement in the voltage profile, decreasing in the power losses and total annual costs of the system and improvement in the overall power factor of the system.

### References

- [1] K. Prakash, and M. Sydulu, "Particle Swarm Optimization Based Capacitor Placement on Radial Distribution Systems", IEEE power engineering society general meeting, p. 1–5, 2007.
- [2] Vladimir N. Tulsy, Artem S. Vanin, Mohamed A. Tolba, and Ahmed A. Zaki Diab, "Measurement and analysis of Radial Distribution System with Reactive Power Compensation-Case Study: Moscow Region", IEEE NW, Russia Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering Conference (EIconRusNW), doi: 10.1109/EIconRusNW.2016.7448281, pp. 710 – 716, 2016.
- [3] Y.H. Song, G.S. Wang, A.T. Johns and P.Y. Wang, "Distribution Network Reconfiguration for loss Reduction Using Fuzzy controlled evolutionary programming," IEEE Trans. Gener., trans., Distri., Vol. 144, No. 4, July 1997.
- [4] K.R. Devabalaji, K. Ravi, and D.P. Kothari, "Optimal location and sizing of capacitor placement in radial distribution system using Bacterial Foraging Optimization Algorithm", Elsevier Ltd., Electrical Power and Energy Systems 71, pp. 383–390, 2015.
- [5] M. Chis, M.M.A. Salama, and S. Jayaram, "Capacitor placement in distribution systems using heuristic strategies", IEEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution, Vol. 144, Issue: 3, 1997.
- [6] P.V. Prasad, S. Sivanagaraju, and N. Sreenivasulu, "A fuzzy genetic algorithm for optimal capacitor placement in radial distribution systems", ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences, Vol. 2, No. 3, 2007.
- [7] A. Elmaouhab, M. Boudour, and R. Gueddouche, "New Evolutionary Technique for Optimization Shunt Capacitors in Distribution Networks", FEI STU, Journal of Electrical Engineering, Vol. 26, No. 3, pp. 163–167, 2011.
- [8] A. Elsheikh, Y. Helmy, Y. Abouelseoud, and A. Elsherif, "Optimal capacitor placement and sizing in radial electric power systems", Hosted by Elsevier B. V. on behalf of faculty of engineering, Alexandria university journal 53, the CC BY-NC-ND license (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/>), pp. 809–816, 2014.

- [9] A.A. Abou El-Ela, A.M. Kinawy, M.T. Mouwafi, and R.A. Elsehiemy, "Optimal Sizing and Sizing of Capacitors for Voltage Enhancement of Distribution Systems", IEEE Power Engineering Conference (UPEC), 2015 50<sup>th</sup> International Universities, 2015.
- [10] A.Y. Abdelaziz, E.S. Ali, and S.M. Abd Elazim, "Optimal Sizing and Locations of capacitors in radial distribution systems via flower pollination optimization algorithm and power loss index", Elsevier Ltd., Engineering Science and Technology, an International Journal, doi: 10.1016/j.jestch.2015.09.002, 2015.
- [11] D. Shirmohammadi, H.W. Hong, A. Semlyen, and G.X. Lou, "A compensation-Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks", IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 3, No. 2 May, 1988.
- [12] Satish Kumar Injeti, Vinod Kumar Thunuguntla, and Meera Shareef, "Optimal allocation of capacitor banks in radial distribution systems for minimization of real power loss and maximization of network savings using bio-inspired optimization algorithms", Elsevier Ltd, Electrical Power and Energy Systems 69, pp. 441–455, 2015.
- [13] R.C. Eberhart and J. Kennedy, "A new optimizer using particles swarm theory", Proceedings of the 6th International Symposium on Micro Machine and Human Science, doi:10.1109/MHS.1995.494215, pp. 39–43, 4-6 October 1995.
- [14] J. Kennedy and R.C. Eberhart, "Particle swarm optimization", Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks IV, Piscataway, NJ: IEEE Service Center, pp. 1942–1948, 1995.
- [15] Leandro dos Santos Coelho and Viviana Cocco Mariani, "Particle Swarm Optimization with Quasi-Newton Local Search for Solving Economic Dispatch Problem", IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics, Taipei, Taiwan, October 8-11, 2006.
- [16] Ph. Preux and E.-G. Talbi, "Towards hybrid evolutionary algorithms", International Transactions in Operational Research, vol. 6, pp. 557–570, 1999.
- [17] N. Krasnogor and J. Smith, "A tutorial for competent memetic algorithms; model, taxonomy, and design issues", IEEE Transactions on Evolutionary Computation, vol. 9, no. 5, pp. 474–488, 2005.
- [18] L.S. Coelho and V.C. Mariani, "Combining of chaotic differential evolution and quadratic programming for economic dispatch optimization with valve-point effect", IEEE Transactions on Power Systems, 2006.
- [19] D. Das, P. Kothari, A. Kalam, "Simple and efficient method for load flow solution of radial distribution networks", Elsevier Ltd., International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 17, issue 5, pp. 335–346, 1995.

# Measurement and analysis of radial distribution system with reactive power compensation. Case study: Moscow region

Vladimir N. Tulsy<sup>1</sup>, Artem S. Vanin<sup>1</sup>, Mohamed A. Tolba<sup>1</sup>, Ahmed A. Zaki Diab<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Electrical Power Systems Department, National Research University, "MPEI", Moscow, Russian Federation

<sup>2</sup>Electrical Power & Machines Department, Faculty of Engineering, Minia University, Minia, Egypt

tulsyvn@mail.ru, artem.vanin@gmail.com, TolbaM@mpei.ru, matolba2013@gmail.com, a.diab@eng.miniauniv.edu.eg

In this paper, the developed case study of Moscow region is a part of a research project on Moscow region in Russia. The purpose of this project is to improve the power quality in this system by measuring and analysis system parameters and then solving these problems. In this study, the analysis and study of voltage profile disturbances have been introduced as power quality problem. The measurement is done using power analyzer devices. To overcome this power quality problem, the optimal shunt capacitor allocations are implemented for the reactive power compensation using a novel hybrid particle swarm optimization algorithm. Numerical results have been obtained by MATLAB package. The practical measurement results of Moscow region case study model are presented, which consists of 111-bus system. The proposed hybrid particle swarm optimization (HPSO) with loss sensitivity factor improve the voltage profile, increase the net saving, decrease the system losses and increase the power factor of the model system with high performances. Two stages of loss sensitivity analysis with hybrid particle swarm approach give great results and performance for improving the radial distribution system quality.

*Keywords: radial distribution system, power quality, capacitor allocation, reactive power compensation, loss sensitivity factor, Hybrid particle swarm optimization algorithm, voltage profile, net saving.*

## I. INTRODUCTION

An increasing demand for high quality, reliable electrical power, and increasing number of distorting loads may lead to an increased awareness of power quality both by customers and utilities. The problems in power quality have a major concern among researchers and engineers. It would be useful and necessary to monitor and study the power quality disturbances to mitigate these problems and improve the distribution system power quality.

The definition of power quality disturbances is according to the standards [1 – 8]: IEC (International Electro technical Committee), IEEE Std. 1159:1995, IEEE Std. 1346-1998 and GOST Russian standard.

Measurements and analysis of power distribution systems are an important area of research due to the fact that, it is the final link between the bulk power system and consumers. However, reactive power flow in distribution network always causes high system losses, which cause disturbances in voltage profile. This problem leads to power quality degradation. The compensation of reactive power is one of the well-recognized methods for voltage profile management, reduction in system losses and power factor correction.

Many techniques have been developed for solving the capacitor placement problem: analytical techniques, numerical programming, heuristic or artificial intelligence (AI)-based techniques [9]. Among these methods, heuristic or AI optimization techniques have been widely applied to solve the optimal capacitor placement problem. Moreover, optimal capacitor planning based on the fuzzy logic algorithm was implemented to present the imprecise nature of its parameters or solutions in practical distribution systems [10, 11]. References [11, 12] applied the Tabu search technique to determine the optimal capacitor planning in Chiang et al's [12] distribution system, and compared the results of the TS with the SA. In [11, 13], genetic algorithms (GA) were implemented to obtain the optimal selection of capacitors, but the objective function only considered the capacitor cost and power losses without involving operation constraints. Prakash

and Sydulu [14] produced the particle swarm algorithm in additional to loss sensitivity factor (LSF) to get the optimal capacitor placement and sizing. The LSF is used to reduce the research space of the optimization algorithm and increase its accuracy. Elsheikh et al. [15] used two stage methods for optimal capacitor location and sizing; LSF was used to recognize the candidate buses for reactive power compensation and the discrete particle swarm algorithm was used to obtain the capacitors sizes to be implemented. A. Abdelaziz et al. [16] presented flower pollination algorithm for optimal sitting and sizing of capacitors in additional to use the power loss index to obtain the candidate buses for capacitors location.

In this paper, it is developed two-stages for optimal locations and sizes of capacitors in radial distribution system. The first stage, the loss sensitivity analysis is employed to select the most appropriate candidate buses for the capacitors sittings. In the second stage, the new HPSO algorithm is implemented to find optimal sizing of capacitors and their placements from the candidate buses. The rest of this paper is implemented in the following sections.

## II. THE MOSCOW REGION DISTRIBUTION SYSTEM HISTORY

Most of the current use of distribution networks in the Moscow region was designed and built in the 60<sup>th</sup>-70<sup>th</sup> years. These networks were planned for the future 15-20 years from the date of installation, and did not anticipate a fundamental change in the load nowadays. Generally load in this region was rural or small towns. Density of load was low, and long distribution networks were used. With the development of electrical appliances and the increasing in the total power of household consumers and technological electro-receivers, causes the networks reconstructed, while the grid structure remained the same.

In the 2000<sup>th</sup> year the load demand was increased, which it was accompanied by a change in the structure of energy consumption. Former rural area was rebuilt for residential or industrial complexes and the small towns extended and grew.



At the end of the 2000<sup>th</sup> year, had a situation, that the large loads were connected to "weak" and long networks, which this situation became worse.

In 2014 year, a large-scale research of power quality in distribution networks was in Moscow region. Considering power quality standard of Russian GOST [5 – 7], the measurements have been take place in two weeks, which one week in winter and the other in summer seasons.

In this paper one of the examined feeders is presented, which contains typical power quality disturbances. Power quality of Moscow Region distribution network was measured on primary substation (6 KV) and on six nodes at secondary substation (0.4 KV) uniformly distributed in the grid as a case study. Based on the measured results, the network regimes were modeled with maximum and minimum loads.

### III. ANALYSIS OF DISTRIBUTION SYSTEM PRACTICAL MEASUREMENTS AND THEIR AFFECTION ON POWER QUALITY

The measurements have been taken place for a lot of distribution systems in Moscow region to assess the power quality and then to mitigate and improve the problems of these systems with considering the Russian GOST standard [5].

It is shown in Fig. 1 that, 111 nodes have been selected from the power distribution and power quality parameters. They are recorded over two-weeks, one week in summer and the other week in winter season at the important loaded nodes and evaluate the rest of nodes systems.

These measurements were done by using a power quality analyzer device that was shown in reference [17]. To make sure the other nodes were evaluated correctly, the random nodes were tested. In this paper, a case study of our measurements and analysis has been provided to show the voltage profile ( $U$ ), voltage drop ( $\Delta U$ ) and the power losses

( $\Delta P$ ) of the radial distribution system. These measurement and analysis results with load data of the proposed system have been illustrated in sufficient details in reference [1].

Fig. 2 shows that, a small screenshot of voltage profile with time at 6 load buses (at buses: 29, 34, 50, 56, 67, 111, and the primary substation bus "PS") from all our measurements as a case study in winter and in summer seasons to show a part from the practical project measurements. It is important to know, that the primary substation bus "PS" was measured at medium voltage 6 KV, and the load buses were measured at low voltage 0.4 KV. Because of the transformers and the low voltage buses are not modeled in this case study. As shown in Fig. 2, that in the winter season, the voltage profile below the standard limits than in the summer season, and in summer season, the voltage profile is almost above standard limits, therefore in winter season have high disturbances of distribution system quality.

The measurement of Voltage profile in the summer and in winter seasons at the loaded buses of radial distribution system are illustrated in Fig. 3. In the winter season the voltage decreases remarkably below the limits ( $< 0.9 U_p$ , u.) at the loaded buses than in the summer, which caused disturbances in voltage profile and increases in voltage drop and the power losses as illustrated in reference [1]. Therefore we studied and analyzed the worst case study from our measurements in winter season.

Note that in our evaluation: The base of the radial distribution system at slack-bus-1: Voltage base = 6 KV, the total power of the system =  $3150.17 + j2198.6$  KVA, active load power = 2513 KW and reactive load power = 1573 KVAR. The total power losses of the system =  $637.17 + j625.611$  KVA. The length "L" of distribution lines for radial system is illustrated in Fig. 4 [1].

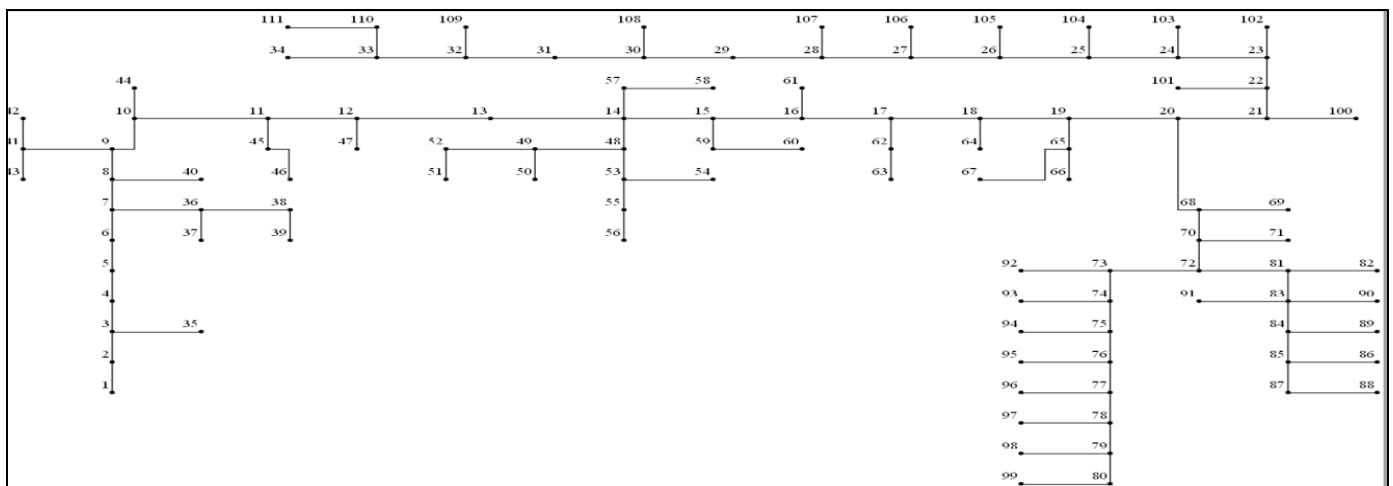


Figure 1. 111-bus radial distribution system (Bus-1 is the slack bus).

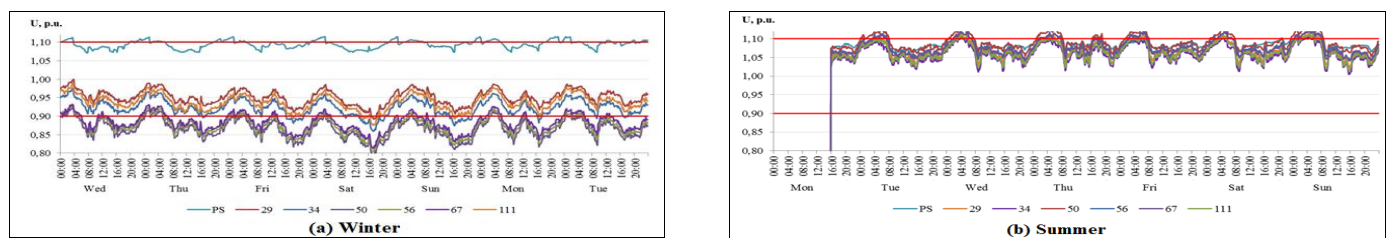


Figure 2. Measurement of voltage profile of radial distribution system in the (a) winter & (b) summer

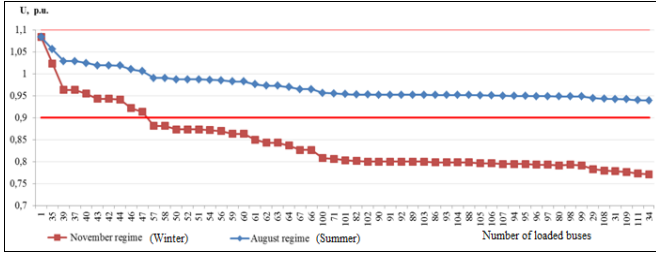


Figure 3. Measurement of voltage profile at the loaded buses of radial distribution system in the summer and winter seasons

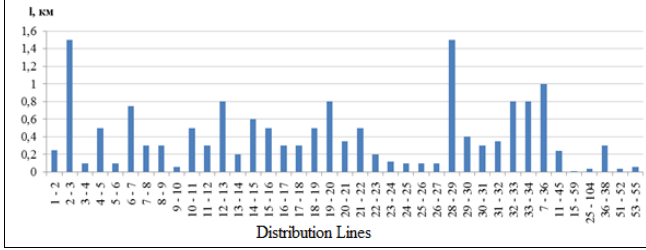


Figure 4. The lengths (L, KM) of distribution lines

#### IV. PROBLEM FORMULATION

The optimal capacitor placement in radial distribution system improves the voltage profile and reduces the active power losses. The minimizing in total energy cost and maximizing the saving are achieved by the reduction in power losses. However, the placement of capacitors increase the investment and installation cost. Therefore the objective of capacitor sitting is to minimize the total annual cost of the system, subjected to specific operational constraints. The objective function of the problem is mathematically formulated as shown in (1):

$$\min f = \text{minimize}(\text{Cost}_{-}\text{fun}). \quad (1)$$

The  $\text{Cost}_{-}\text{fun}$  (\$/year) is the objective function net savings, which includes the cost of power loss and the capacitor placement as following:

$$\text{Cost}_{-}\text{fun} = K_p P_{\text{Loss}}^T + \sum_j^J (K_j^C Q_j^C). \quad (2)$$

Where,  $P_{\text{Loss}}^T$  is the total power losses,  $J$  is number of candidate sitting of buses for capacitor placement,  $K_p$  is the equivalent annual cost per unit of power loss in (\$/kW-year),  $K_j^C$  is the annual capacitor cost in (\$/kW-year) depending on type of shunt capacitor size, which placed at  $j$ th location. The available capacitor sizes and the corresponding yearly cost are considered in reference [18]. The objective function is subjected to the following constraints:

1. The voltage at each bus  $V_i$  in radial system must kept within the acceptable maximum  $V_{\text{max}}$  and minimum  $V_{\text{min}}$  limits,

$$V_{\text{min}} \leq V_{(i)} \leq V_{\text{max}}, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3)$$

(,  $n$  is the number of buses).

2. The largest capacitor size allowed  $Q_c^{\text{max}}$  by using capacitor banks is limited to the total load reactive power  $Q_{\text{load}}^T$  as,

$$Q_c^{\text{max}} \leq Q_{\text{load}}^T. \quad (4)$$

3. Overall power factor of  $PF_{\text{over all}}$  the system should be maintained within desirable lower  $PF_{\text{min}}$  and upper  $PF_{\text{max}}$  limit as,

$$PF_{\text{min}} \leq PF_{\text{over all}} \leq PF_{\text{max}}. \quad (5)$$

4. The apparent power line flow through the lines is limited by its maximum rating as,

$$S_{l(i)} \leq S_{l(i)}^{\text{rated}}, \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (6)$$

(,  $N$  is the number of lines).

#### V. SENSITIVITY FACTORS ANALYSIS

The capacitors need to be located at the buses with least voltage (Bus voltage  $V_{(i)} < V_{\text{min}}$ ), that are termed by “weak buses”. The candidate buses for the capacitor placement are determined using the loss and voltage sensitivity factors. These candidate buses are required to install capacitors for reducing the search space in the optimization execution of the proposed algorithm.

Consider a distribution line connected between “ $i$ ” and “ $j$ ” buses with an impedance  $Z = R + jX$ , current  $I$  and a load of  $P_{\text{eff}} + Q_{\text{eff}}$  as shown in Fig.1.

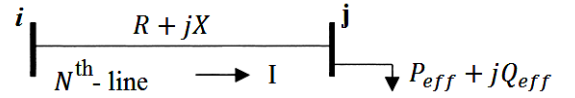


Figure 5. A distribution line between buses  $i$  and  $j$

The active power loss in  $N^{\text{th}}$ -line between  $i - j$  can be expressed as:

$$P_{\text{lineloss}(ij)} = I_{(ij)}^2 R_{(ij)} = \frac{(P_{\text{eff}(j)}^2 + Q_{\text{eff}(j)}^2) R_{(ij)}}{V_{(j)}^2}. \quad (7)$$

Similarly, the reactive power loss in  $N^{\text{th}}$ -line between  $i - j$  can be expressed as:

$$Q_{\text{lineloss}(ij)} = \frac{(P_{\text{eff}(j)}^2 + Q_{\text{eff}(j)}^2) X_{(ij)}}{V_{(j)}^2}. \quad (8)$$

Where,  $P_{\text{eff}(j)}$  = The total effective active power supplied beyond the node  $j$ .  $Q_{\text{eff}(j)}$  = The total effective reactive power supplied beyond the node  $j$ .

Now, the loss sensitivity factor ( $LSF_{(ij)}$ ) can be calculated by considering the first derivative of  $P_{\text{lineloss}(ij)}$  in (7) with respect to the reactive power load  $Q_{\text{eff}(j)}$  as in the following:

$$LSF_{(ij)} = \frac{\partial P_{\text{lineloss}(ij)}}{\partial Q_{\text{eff}(j)}} = \frac{2 \cdot Q_{\text{eff}(j)} \cdot R_{ij}}{V_{(j)}^2}. \quad (9)$$

The loss sensitivity factors ( $LSF$ ) are obtained from the base load flow (Without compensation).

The voltage sensitivity factor ( $VSF$ ) is obtained by the ratio of the base case voltage magnitudes at buses  $V_{(i)}$  to the minimum limit of voltage (0.95 pu) as:

$$VSF_{(i)} = \frac{|V_{(i)}|}{0.95}. \quad (10)$$

In this paper, the results of  $LSF$  are arranged in descending order for all the lines of the given system. A vector bus position “ $vbps_{o(i)}$ ” that holds the respective “end buses” of the lines arranged in descending order of the values of the  $LSF$  is stored. The descending order of  $LSF$  elements of “ $vbps_{o(i)}$ ” vector will decide the sequence in which the buses are to be considered for compensation. At these buses of “ $vbps_{o(i)}$ ” vector, the normalized voltage magnitudes are obtained by  $VSF_{(i)}$  (10). The buses with largest values of  $LSF$  and smallest values of  $VSF$  (ie.  $< 1.01$ ) are selected as the candidate buses for capacitor placement [14, 15].

## VI. BACKWARD/FORWARD SWEEP POWER FLOW ALGORITHM

Backward/Forward sweep (BFS) algorithm is commonly used for power flow lateral radial distribution networks because it is easy to implement, fast, flexible, robust convergence, and it has highly solution accuracy.

The analysis of BSF method is implemented including three-main steps, which they depend on the Kirchhoff's voltage and currents law (KVL and KCL respectively). The three steps consist of (i) Nodal current analysis, (ii) Back-Ward Sweep, (iii) Far-Ward Sweep. These steps based on convergence achievements if maximum mismatch between voltages is less than the epsilon tolerance “error” (In this paper, it considered  $\varepsilon = 0.000001$ ). After convergence, the active and reactive power losses for radial distribution system can be calculated easily. The proposed algorithm is explained in details in references [19, 20].

## VII. A NEW HPSO ALGORITHM

### A. Particle Swarm Optimization:

Particle swarm optimization (PSO) is one of the evolutionary techniques which were the first introduced by Kennedy and Eberhart in 1995 [21 – 23]. The PSO approaches are a flexible meta-heuristics parallel search technique and a stochastic algorithm. The idea behind this optimizer came from early attempts conducted by Kennedy and Eberhart to model the flocking behavior of many species, like birds or school of fish, in their food hunting. They realized that such species try to approach their target in an optimal manner which resembles finding the optimal solution to any mathematical optimization problem [23]. In PSO, a population of individuals is evolved by cooperation and competition among the individuals themselves through iterations. Each individual, named particle, of the population, called swarm, represents a potential solution to a problem. Each particle changes its position in search space and updates its velocity according to its own movement experience and neighbors’ movement experience, aiming at a better position for itself. All of particles have fitness values which are evaluated by the fitness function to be optimized (Minimized).

The basic elements of PSO algorithm are explained in details in references [14, 15].

Particle Velocity  $v_i^t$ : It is the velocity of the moving particle represented by an  $N$ -dimensional valued vector, which described as:  $v_i^t = [v_{i,1}, v_{i,2}, \dots, v_{i,N_p}]^T$ ,  $i = 1, 2, \dots, N_p$ , and “ $N_p$ ” indicates the number of particles of population, at an iteration “ $t$ ”. Inertia Weight  $w$ : It is a control parameter that is used to control the impact of the previous velocity on the current

velocity. Particle Best (pbest): Each particle in PSO keeps track of its coordinates in the  $N$ -dimensional problem space, which are associated with the best solution (fitness) it has achieved so far. This value is called “pbest” (personal best). Global Best (gbest): Another “best” value that is tracked by the global version of the particle swarm optimizer is the overall best value and its location obtained so far by any particle in the population. This location is called “gbest” (global best). The PSO concept: It consists of, at each time step, changing (accelerating) the velocity of each particle flying toward its pbest and gbest locations (global version of PSO). Acceleration is weighted by random terms, with separate random numbers being generated for acceleration toward pbest and gbest locations, respectively. A general engineering optimization problem can be defined as: Minimize (f) (As fitness cost function). Updating: Changing the velocity and position of the particle according to equations (11) and (12), respectively:

$$v_i^{t+1} = w \cdot v_i^t + c_1 \cdot r_1 [pbest_i^t - x_i^t] + c_2 \cdot r_2 [gbest_i^t - x_i^t]; \quad (11)$$

$$x_i^{t+1} = x_i^t + \Delta t \cdot v_i^{t+1}. \quad (12)$$

Where: the velocity limits are  $v_{\min} \leq v_i \leq v_{\max}$ .

Positive constants  $c_1$  and  $c_2$  are the cognitive and social components, respectively, which are the acceleration constants responsible for varying the particle speed towards pbest and gbest, respectively. Variables  $r_1$  and  $r_2$  are two random numbers generated in the range [0, 1]. Eq. (12) represents the position update, according to its previous position and its velocity, considering  $\Delta t = 1$ .

### B. A hybrid PSO with Quasi-Newton (QN) method [23]:

The proposed alternative hybrid method combines the particle swarm optimization (PSO) in evolution phase and the Quasi-Newton (QN) technique in the learning phase (after the stopping criterion of PSO be satisfied) to solve the optimal capacitor placement and size associated with fitness cost function minimizing and constraints. The hybrid method of optimization adopted in this paper is also denominated in the literature of the hybrid algorithm, algorithm with local search, memetic algorithm or optimization based in Lamarckian evolution.

A direct application of Newton's method would be computationally prohibitive due to the computational cost of the evaluation of the Hessian matrix. Alternative approaches, known as QN or variable metric methods, build an approximation of the inverse of the Hessian using only information of the first derivatives of the error function over a number of steps. The two most commonly used update formulae are the Davidon-Fletcher-Power (DFP) and the Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanno (BFGS) procedures. In this work, the BFGS approach was used. The BFGS routine in this paper is the one provided by the Matlab Optimization Toolbox (fminunc-routine). QN method and PSO have advantages that complement each other. The proposed combination of PSO with QN for local search consists of a form of sequential hybridization based on [24-26]. Basically, in this combined method, the PSO is applied to the optimization problem and the best solution (or other chosen solution) obtained by PSO is used as starting point for the QN method.

## VIII. OPTIMAL CAPACITOR SITTING AND SIZING USING THE LOSS SENSITIVITY FACTORS AND HPSO

The proposed system operation for optimal capacitor placement in Radial Distribution System (RDS) is implemented as the following steps:

1. Inputs: the input data of the proposed system are considered as:

- a) the buses number „ $n$ “ of the RDS;
- b) active (kW) and Reactive (kVAR) power loads at each bus;
- c) the line data impedances ( $Z = R + jX$ ) and the sending and receiving end numbers of each line;
- d) constraints as proposed in equations (3) – (6);
- e) the HPSO algorithm parameters.

2. Run BFS power flow without compensation and calculate:

- a) the voltage at each bus ( $V_{(i)}$ );
- b) the active power losses ( $P_{LOSS}$ );
- c) the line flow through transmission line ( $S_{l(i)}$ );
- d) the  $LSF$  and  $VSF$  to select the suitable candidate buses for capacitor placement.

3. According to the particle position ( $x_i^t$ ), initialize randomly „ $N_p$ “ number of particles of population and the particles positions are considered as:

$$x_i^t = [x_{i,1}, x_{i,2}, \dots, x_{i,N_p}] = [Q_1^c, Q_2^c, \dots, Q_j^c].$$

The suitable ranges of these capacitors  $Q_1^c, Q_2^c, \dots, Q_j^c$  with their costs  $K_j^c$  are considered in references [14, 15], and [18].

4. Generate the particles velocity  $v_i^t$ .
5. Run the BFS power flow for each particle to acquire the following data:
  - a) the voltage at each bus ( $V_{(i)}$ );
  - b) the active power losses ( $P_{LOSS}$ ).
  - c) the line flow through transmission line ( $S_{l(i)}$ ).
6. Calculate the total annual cost function in equations (1), (2) for each particle, which is as the fitness function with constraints for each particle.
7. Compare the existing particles and update the (pbest) for each particle and the global (gbest) through all particles.
8. Update the particle velocity and position according to equations (11), (12) with taking in account the violating limits in equations (3) – (6).
9. The Quasi-Newton (QN) technique is worked on decreasing the time between each particle and iteration with increasing the accuracy of the process. In addition to its work in the learning phase with highly accuracy after PSO be satisfied.
10. Repeat the steps from (5) to (9) until the criterion of HPSO be satisfied.
11. Record the results such as: Voltage at each bus, active power losses, total annual cost and power factor.

## IX. TEST RESULTS

The proposed method using HPSO algorithm has been performed via MATLAB package. The proposed methodology has been applied and tested on the practical case study of Moscow region radial distribution system, that consists of 111-bus. The voltage magnitude limits are considered between 0.95 and 1.1 per unit for the test systems, and the annual cost per unit power losses  $K_p$  is determined as 168 \$/kW. The choosing of the candidate buses from LSF is introduced firstly to reduce the search space for the optimization technique, and then the algorithm of HPSO provides the optimal capacitor sizing and placement from LSF choosing for the critical buses.

The rated voltage of this test model is 6 kV. After applying the BFS power flow algorithm without optimization we get the total active power losses 637.17 kW, minimum voltage 0.7709 pu. at bus 111, over all power factor 0.8200, and total annual cost 107044.748 \$/year as clearing in table. The results of LSF are shown in Fig. 6, where the candidate buses are the first 22-buses, that has the highest LSF values: {13, 15, 11, 16, 29, 20, 19, 9, 12, 14, 72, 17, 18, 22, 33, 70, 30, 21, 63, 32, 45, and 23}. After applying the HPSO algorithm to select the suitable sizing and placement for capacitor banks, the critical buses are {13, 15, 63, and 32} with total reactive power compensation 1800 KVAR. From the results that are illustrated in table, the total power losses is reduced to 364.35 kW, the minimum voltage improved to 0.9319 Pu, the total annual cost decreased to 61669.55 \$/year and the correction of power factor is 0.9989 lagging. Fig. 7 shows the effect of compensated devices on voltage profile for 111-bus system.

THE RESULTS OF 111-BUS RADIAL DISTRIBUTION SYSTEM

Items	Uncompensated	Compensated	
Total losses, kW	637.17	364.35	
Loss reduction, %	–	42.81	
Vmin (Pu), at bus-111	0.7709	0.9319	
PF over all	0.8200	0.9989	
Optimal location buses and size of capacitors, KVAR	–	13	900
		15	300
		32	450
		63	150
$\sum Q_c$ , KVAR	–	1800	
Annual $P_{loss}$ -cost, \$/year	107044.748	61211	
Total $Q_c$ -cost, \$/year	–	458.55	
Total Annual cost, \$/year	107044.748	61669.55	
Net Saving, \$/year	–	45374.748	
Saving, %	–	42.3886	

## X. CONCLUSION

This paper introduced a new and efficient method that implements loss sensitivity factor and the HPSO algorithm for optimal location and sizing of shunt capacitors in the radial distribution systems. For the power flow calculations the backward/forward sweep algorithm is proposed. The LSFs are used to obtain the selected buses placement needed for reactive power compensation to reduce the research space of the optimization algorithm. In the other side, the HPSO algorithm is used to obtain the optimal sizing of capacitors and to select from candidate buses of LSF to find the optimal placement of these capacitors in radial distribution systems. The LSFs are introduced depending on the voltage sensitivity factor (VSF). The proposed methodology has been tested on 111-bus radial distribution systems. The results have been proved that

the successfully of the proposed method to get with a good accuracy and performance the optimal solutions of the shunt capacitor banks locations and sizing in radial distribution systems with improvement in the voltage profile, decreasing in the power losses and total annual costs of the system and improvement in the overall power factor of the system.

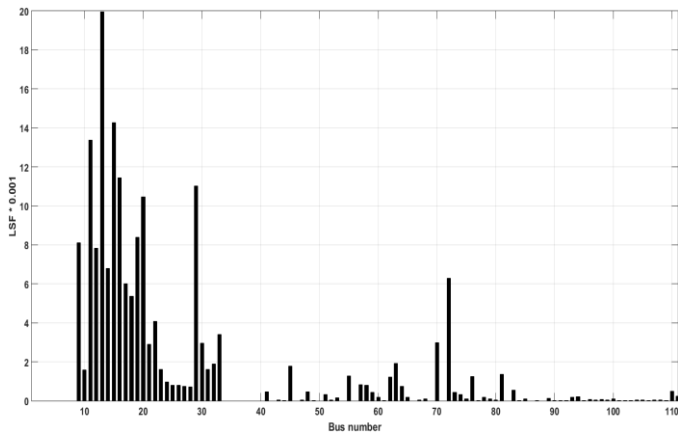


Figure 6. The values of LSF for 111-bus system

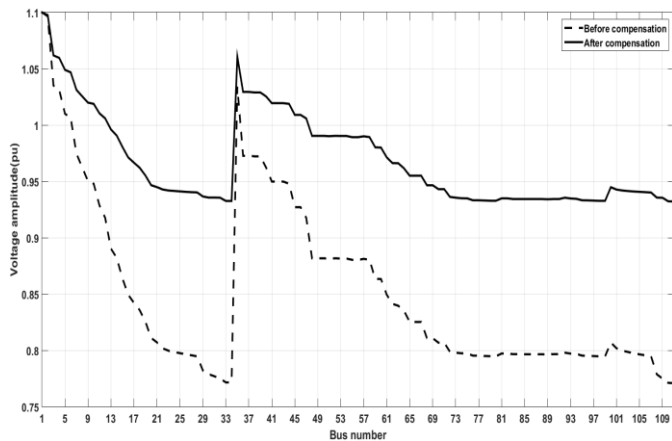


Figure 7. The effect of compensated devices on voltage profile for 111-bus system

## References

- [1] Vladimir N. Tulsy, Artem S. Vanin, Mohamed A. Tolba, and Ahmed A. Zaki Diab, "Measurement and analysis of Radial Distribution System with Reactive Power Compensation-Case Study: Moscow Region", IEEE NW, Russia Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering Conference (EIConRusNW), doi: 10.1109/EIConRusNW.2016.7448281, pp. 710 – 716, 2016.
- [2] Ewald F. Fuchs and Mohammad A.S. Masoum, "Power Quality in power systems and Electrical Machines", Book, 2008 & 2015).
- [3] Roger C. Dugan, Mark F. McGranaghan, Surya Santoso, and H.WayneBeaty, "Electrical Power Systems Quality", Book, McGraw Hill, Second edition, New York, 1996.
- [4] S. Chattopadhyay et al., "Electric Power Quality, Power Systems", Springer Science B.V., 2011.
- [5] GOST 32144-2013, "Power Quality, Electromagnetic compatibility of equipment, Quality standards for electric power supply systems, general purpose", M. Standard in form, Russian standard, 2014.
- [6] E.E. Kartashov, V.H. Tulsy, R.G. Shamanov, U.V. Sharov and A.U. Vorobyov, "Power Quality Management," Russian book, Moscow, Publishing House Moscow Power Engineering Institute, ISBN 978-5-383-00280-3, 2008.
- [7] U.S. Jelezko, "The Loss of Electricity, Reactive Power, Power Quality", Russian book, Moscow, ENAS, ISBN 978-5-93196-958-9, 2008.

- [8] Mehebab Alam, and Mandela Gain, "Power Quality Problems and Solutions: An Overview", International Journal of Science and Research (IJSR), Volume 3 Issue 10, October 2014.
- [9] Ng H., Salama M., Chikhani A., Classification of capacitor allocation techniques, IEEE Transactions on Power Delivery 15 (2000), 1, pp. 387–392, 2000.
- [10] H.N. Ng, and M.M.A. Salama, "Fuzzy optimal capacitor sizing and placement," in Proceedings of the Canadian conference on electrical and computer engineering; pp. 684–687, 1995.
- [11] A.R. Seifi, "A New Hybrid Optimization Method for Optimum Distribution Capacitor Planning" International Journal of Electrical and Computer Engineering 3:15 2008, pp. 935–940.
- [12] H.D. Chiang, J.C. Wang, and O. Cockings, "Optimal capacitor placements in distribution systems: part 1: a new formulation and the overall problem," IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 5(2), pp. 634–642,1990.
- [13] V. Ajjarapu, and Z. Albanna, "Application of genetic based algorithms to optimal capacitor placement," in Proceedings of the first international forum on applications of neural networks to power systems; pp. 251–255,1991.
- [14] K. Prakash, and M. Sydulu, "Particle Swarm Optimization Based Capacitor Placement on Radial Distribution Systems", IEEE power engineering society general meeting, p. 1–5, 2007.
- [15] A. Elsheikh, Y. Helmy, Y. Abouelseoud, and A. Elsherif, "Optimal capacitor placement and sizing in radial electric power systems", Hosted by Elsevier B. V. on behalf of faculty of engineering, Alexandria university journal 53, the CC BY-NC-ND license (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/>), pp. 809–816, 2014.
- [16] A.Y. Abdelaziz, E.S. Ali, and S.M. Abd Elazim, "Optimal Sizing and Locations of capacitors in radial distribution systems via flower pollination optimization algorithm and power loss index", Elsevier Ltd., Engineering Science and Technology, an International Journal, doi: 10.1016/j.jestch.2015.09.002, 2015.
- [17] The power quality analyzer device, ISBN (UF2M-3T52-5-100-1000).
- [18] Ching-Tzong Su, and Chih-Cheng Tsai, "A New Fuzzy-Reasoning Approach to Optimum Capacitor Allocation for Primary Distribution Systems", Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology, 1996.
- [19] D. Shirmohammadi, H. W. Hong, A. Semlyen, and G. X. Lou, "A compensation-Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks", IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 3, No.2 May, 1988.
- [20] Satish Kumar Injeti, Vinod Kumar Thunuguntla, and Meera Shareef, "Optimal allocation of capacitor banks in radial distribution systems for minimization of real power loss and maximization of network savings using bio-inspired optimization algorithms", Elsevier Ltd, Electrical Power and Energy Systems 69, pp. 441–455, 2015.
- [21] R.C. Eberhart and J. Kennedy, "A new optimizer using particles swarm theory", Proceedings of the 6th In-ternational Symposium on Micro Machine and Human Science, pp. 39–43, 4-6 October 1995. doi:10.1109/MHS.1995.494215.
- [22] J. Kennedy and R.C. Eberhart, "Particle swarm optimization", Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks IV, Piscataway, NJ: IEEE Service Center, pp. 1942–1948, 1995.
- [23] Leandro dos Santos Coelho and Viviana Cocco Mariani, "Particle Swarm Optimization with Quasi-Newton Local Search for Solving Economic Dispatch Problem", IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics, Taipei, Taiwan, October 8-11, 2006.
- [24] Ph. Preux and E.-G. Talbi, "Towards hybrid evolutionary algorithms", International Transactions in Operational Research, vol. 6, pp. 557–570, 1999.
- [25] N. Krasnogor and J. Smith, "A tutorial for competent memetic algorithms; model, taxonomy, and design issues", IEEE Transactions on Evolutionary Computation, vol. 9, no. 5, pp. 474–488, 2005.
- [26] L.S. Coelho and V.C. Mariani, "Combining of chaotic differential evolution and quadratic programming for economic dispatch optimization with valve-point effect", IEEE Transactions on Power Systems, 2006.

# Анализ несимметричного режима тестовой распределительной сети на основе трехфазных схем замещения

Е.В. Абрамченко, С.А. Сбитнев, В.Е. Шмелев

ФГБОУ ВО «Владимирский государственный университет имени А.Г. и Н.Г. Столетовых»  
Владимир, Россия  
evgenyabramchenko@icloud.com

Расчет несимметричных режимов распределительных сетей является значительной проблемой в современной электротехнике. В настоящее время расчеты проводятся на основе однофазных схем замещения, что подразумевает использование метода симметричных составляющих, который имеет известное ограничение: не более двух источников несимметрии для трехфазной сети. Распределительные сети – пример электрической сети, в которой невозможно добиться симметричного режима и в которой существуют множественные источники несимметрии. Работа посвящена проверке разработанной авторами методики расчета распределительных сетей на основе трехфазных схем замещения на тестовой сети, одобренной IEEE. Полученные результаты расчета показывают, что применение матричного метода расчета установившегося режима на основе трехфазных схем замещения дает погрешность ниже 2,2 % в несимметричном режиме для четырехузловой тестовой сети при различных вариантах схем соединения обмоток трансформатора, как понижающего, так и повышающего типов.

*Ключевые слова: схема замещения, несимметрия, распределительная сеть, трансформатор, моделирование.*

## Analysis of the unbalanced distribution feeder using three-phase equivalent circuits

E.V. Abramchenko, S.A. Sbitnev, V.E. Shmelev

Vladimir State University  
Vladimir, Russian Federation  
evgenyabramchenko@icloud.com

The analysis of unbalanced distribution feeders is an important problem in electrical engineering. Usually it is based on the one-phase equivalent circuit representation of the network and involves symmetrical components method that limits the number of unbalanced loads to two or less. Distribution feeders are typically unbalanced in real conditions what means there are many one-phase loads in such networks. This paper discusses the analysis of the IEEE 4-node test feeder using a method developed by the authors and the comparison of the results and test feeder data. The proposed method involves a three-phase equivalent circuit representation of the network. Experimental data shows <2,2 % error in unbalanced mode in all test scenarios.

*Keywords: equivalent circuit, unbalanced load, distribution feeder, transformer, modelling.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Распределительные сети являются важным звеном в технологической цепи генерация – передача – распределение – потребление электроэнергии. Они обеспечивают непосредственную передачу электроэнергии потребителю, а значит, от их нормальной работы напрямую зависит выполнение важнейшей стратегической задачи, поставленной руководством государства перед отраслью, – обеспечение надежного электроснабжения. В распределительном сетевом комплексе выработало нормативный срок эксплуатации 70 % оборудования (в целом по отрасли свыше 30 лет проработало 50 % оборудования воздушных линий и 60 % оборудования подстанций); потери в распределительных сетях превышают показатели развитых странах в среднем в 2 раза; 75 % всех потерь электроэнергии приходится на распределительные сети. Из фундаментальных факторов следует отметить лавинообразный рост количества заявок на технологическое присоединение при общем росте доли бытового потребления, нарастание неплатежей и неблагоприятную в целом ситуацию в экономике, приводящую к снижению объемов

инвестиций. На практике для расчета распределительных сетей пользуются упрощенными методиками, которые основаны на однолинейных схемах замещения. Так как такие сети зачастую имеют несимметричный режим работы (большинство бытовых потребителей являются однофазными), для их расчета по однолинейной схеме, строго говоря, приходится либо упрощать исследуемую сеть, не учитывая несимметрию, либо ограничиваться одним-двумя источниками несимметрии (например, при расчете токов короткого замыкания). Такие ограничения имеет метод симметричных составляющих [1, 2]. В данной статье рассматривается расчет тестовой распределительной сети на основе трехфазной схемы замещения, что позволяет учесть множественные источники несимметрии.

### II. ТЕСТОВАЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СЕТЬ (IEEE 4-NODE TEST FEEDER)

#### A. Используемое оборудование и параметры

Тестовая сеть включает в себя следующее: источник ЭДС бесконечной мощности, две линии различной длины, трех-



фазный трансформатор мощностью 6000 кВА, заданная нагрузка с известным коэффициентом мощности. В общем виде тестовая сеть выглядит следующим образом (рис. 1).

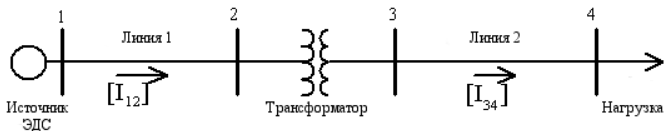


Рис. 1. Тестовая сеть

### В. Конфигурации тестовой сети

Так как формат данной работы не позволит дать подробное изложение конфигурации тестовой сети по причине значительного объема, приведем лишь ее основные параметры. Длина воздушной линии 1 (ВЛ1) – 600 м, длина ВЛ2 – 750 м, удельные сопротивления фазного провода – 0,19 Ом/м, нейтрального – 0,37 Ом/м; в зависимости от конфигурации линия может быть трехпроводной или четырехпроводной. Источник задан линейной ЭДС 12,47 кВ. Трансформатор трехфазный, номинальная мощность – 6000 кВА, активная мощность потерь короткого замыкания – 60000 Вт, напряжение короткого замыкания – 6 %; представлена понижающая конфигурация на линейное напряжение 4,16 кВ и повышающая до 24,9 кВ; схемы соединения обмоток: звезда с нулем – звезда с нулем, звезда с нулем – треугольник, звезда – треугольник, треугольник – звезда с нулем, треугольник – треугольник. Нагрузки заданы в виде фазных мощностей: 1275 кВт на фазу А с коэффициентом мощности 0,85, 1800 кВт на фазу В с коэффициентом мощности 0,9 и 2375 кВт на фазу С с коэффициентом мощности 0,95. Более подробные сведения о тестовой сети и ее конфигурациях, включая геометрию линий и результаты решений, приведены в [3].

## III. ОПИСАНИЕ МЕТОДИКИ ПОСТРОЕНИЯ ТРЕХФАЗНОЙ МОДЕЛИ ТЕСТОВОЙ СЕТИ

Для построения модели тестовой сети и проведения расчетов был использован программный комплекс MATLAB. Использовалась технология сетевых объектов, т.е. для каждого элемента сети была создана собственная функция, которая при обращении к ней с заданным перечнем параметров дает на выходе неопределенную матрицу соединений (узловую матрицу), матрицы входных и выходных узлов для соединения объектов между собой, матрицу импедансов, матрицу источников ЭДС, служебные поля для текстового описания. Далее, все сетевые объекты (т.е. их матрицы) объединяются по определенным правилам, составляя глобальные матрицы (узловую, источников ЭДС и импедансов, а также массив с глобальными номерами ветвей сетевых объектов). Применяя метод узловых потенциалов к этим матрицам, по известным соотношениям [1]

$$|Y_V| = |Z_V|^{-1}; \quad (1)$$

$$|Y_U| = |A| \cdot |Y_V| \cdot |A'|; \quad (2)$$

$$|J_U| = -|A| \cdot (|Y_V| \cdot |E_V|); \quad (3)$$

$$|\Phi_U| = Y_U / J_U; \quad (4)$$

$$|U_V| = |A'| \cdot |\Phi_U|; \quad (5)$$

$$|U_{VP}| = |U_V| + |E_V|; \quad (6)$$

$$|I_V| = |Y_V| \cdot |U_{VP}|, \quad (7)$$

где индексы  $U$  соответствуют узловым матрицам; индексы  $V$  – матрицам ветвей;  $|Y|$  – матрица адмитансов;  $|Z|$  – матрица импедансов;  $|A|$  – узловая матрица;  $|J|$  – матрица источников тока;  $|\Phi|$  – матрица потенциалов;  $|E|$  – матрица источников ЭДС;  $|U|$  – матрица напряжений;  $|U_{VP}|$  – матрица напряжений пассивных участков ветвей;  $|I|$  – матрица токов, можно получить токи и напряжения во всех ветвях исследуемой сети в комплексном виде. Далее, необходимо вывести результаты расчета в нужной нам форме, для чего используется отдельный сценарий, и сравнить полученные расчетные данные с решением [3].

### А. Сегментирование

Применяемый механизм расчета в программной среде MATLAB предполагает разделение исследуемой сети на сегменты. В данном конкретном случае каждый элемент сети (источник ЭДС, ВЛ1, трансформатор, ВЛ2 с нагрузкой) представляет собой отдельный сегмент, каждый из которых моделируется как сетевой объект (в случае воздушных линий используется одинаковый сценарий расчета параметров линии электропередачи, за тем исключением, что длина ВЛ различна). Более подробно принципы сегментирования описаны в [4].

### В. Создание сетевых объектов

Значительную проблему в процессе перехода от основанных на однолинейном представлении методах расчета к полнофазному представлению составляет создание трехфазных схем замещения электротехнического оборудования. Рассмотрим основные принципы создания полнофазных схем замещения оборудования тестовой сети.

1) Источник моделируется в виде трех соединенных в звезду или треугольник источников ЭДС (в зависимости от конфигурации тестовой сети) с нулевым внутренним сопротивлением (рис. 2). Величины ЭДС задаются матрицей источников ЭДС, для получения трехфазной системы ЭДС должны быть сдвинуты на  $120^\circ$ , например используя оператор поворота. На всех рисунках прямым шрифтом указаны номера узлов, курсивом – номера ветвей.

2) Воздушная линия моделируется в два этапа. В первую очередь рассчитываются матрица импедансов размера  $N \times N$ , где  $N$  – количество проводов в линии. Для этого был написан сценарий, который на основе геометрии линии, удельных проводимостей и среднегеометрического радиуса каждого провода, а также частоты напряжения рассчитывает не только собственные удельные импедансы проводов, но и взаимные удельные импедансы между каждым проводом, учитывая влияние земли. Используя уравнения Карсона, можно найти собственные и взаимные импедансы любого количества проводников, как надземных, так и подземно расположенных, с учетом влияния земли [5]. Именно потому, что напряжения на нагрузке являются функцией в том числе падения напряжения в каждой линии, крайне важно с максимальной точностью рассчитать их параметры, то есть составить матрицу удельных импедансов каждой линии.

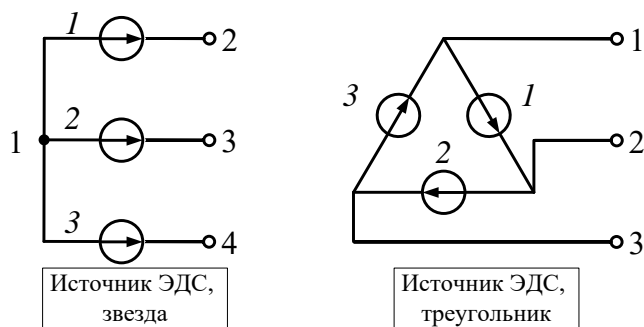


Рис. 2. Источник ЭДС

В нашем случае после расчета матрицы удельных импедансов выполняется сценарий, дающий на выходе сетевой объект типа «воздушная линия», которая имеет заданное количество пролетов с возможностью подключения нагрузки, входные и выходные узлы, автоматически сформированную матрицу соединений и рассчитанную для всей длины линии матрицу собственных и взаимных импедансов. В общем случае, модель данного сетевого объекта выглядит следующим образом (рис. 3, 4). Прямым шрифтом указаны номера узлов, курсивом – номера ветвей, при этом импедансы ветвей 1 – 4 (рис. 3) и 1 – 3 (рис. 4) соответствуют собственным импедансам проводов линии, остальные импедансы соответствуют нагрузкам; взаимные импедансы проводов не указаны для упрощения рисунков.

3) Трехфазный трансформатор – наиболее сложный элемент для моделирования. Для создания полнофазной модели трехфазного трансформатора необходимо учесть не только собственные импедансы всех 6 обмоток, но и вза-

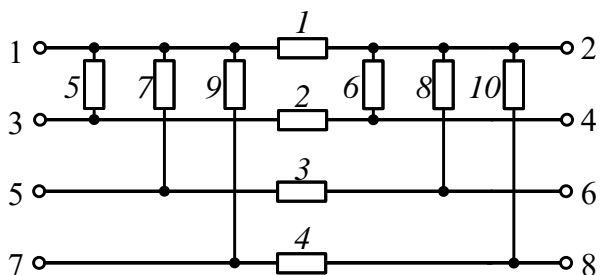


Рис. 3. Воздушная линия (четырёхпроводная)

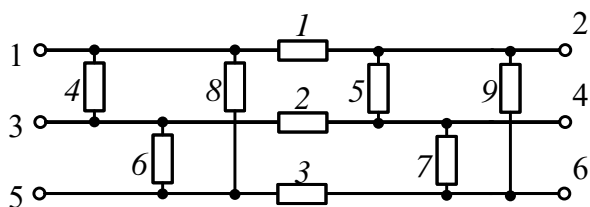


Рис. 4. Воздушная линия (трехпроводная)

имные импедансы между каждой из обмоток, то есть магнитную их связь заменить электрической. Важно учесть и вид распределения магнитного потока в сердечнике. В наиболее распространенных конструкциях трансформаторов (стержневой тип) магнитный поток обмоток, расположенных на среднем стержне, замыкается с крайними обмотками полностью, в то время как часть магнитного потока крайних стержней выходит за пределы магнитопровода, а часть замыкается на обмотки

центрального стержня. Это означает, что магнитная система трансформатора стержневого типа обладает несимметрией в силу своей конструкции. Используемые на практике Т-образные и Г-образные схемы замещения трансформаторов не могут обеспечить высокой точности и не пригодны для применения в расчетах по трехфазным схемам замещения. Подробно описанный в [6] метод расчета параметров полнофазной схемы замещения для трансформаторов всех типов был использован в данной работе. Таким образом, для всех использованных в расчетах конфигураций силового трансформатора была получена матрица импедансов размера  $6 \times 6$  элементов. Схема замещения трехфазного двухобмоточного трансформатора со схемой соединения обмоток звезда с нулем – звезда с нулем представлена на рис. 5. Прямым шрифтом указаны номера узлов, курсивом – номера ветвей; ветви 1 – 3 представляют первичную обмотку и соответствующие им собственные импедансы, ветви 4 – 6 представляют вторичную обмотку и соответствующие им собственные импедансы, ветвь 7 предназначена для формальной связи первичной и вторичной обмоток для применения метода узловых потенциалов и практически не влияет на результаты расчета; взаимные импедансы обмоток не указаны.

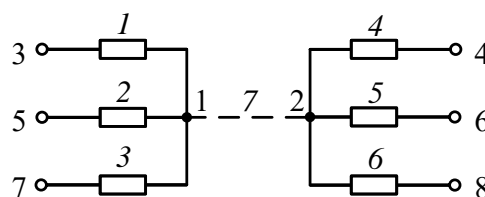


Рис. 5. Трехфазный трансформатор

4) В тестовой сети, как видно из рис. 1, нагрузка подключена к концу ВЛ2. В расчете в зависимости от конфигурации нагрузка моделируется комплексным сопротивлением в составе сетевого объекта «воздушная линия» (в случае четырехпроводной сети как ветви 6, 8, 10 рис. 3; в трехпроводной сети – как ветви 5, 7, 9 рис. 4). Так как напряжение в данных ветвях до проведения расчета не известно, первоначально комплексное сопротивление ветвей нагрузки рассчитывается на основе номинального напряжения. После получения фактического значения напряжения ветвей исследуемой сети происходит расчет фактической мощности и коэффициента мощности нагрузки.

### С. Расчет и вывод результатов

Расчет основан на методе узловых потенциалов (1) – (7). Получив токи и напряжения в комплексном виде во всех ветвях исследуемой сети, можно найти остальные параметры. Сценарий вывода результатов составляет матрицу, в которой присутствуют данные расчета, решения тестовой сети из [3] и рассчитана относительная погрешность результата.

## IV. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Результаты расчета несимметричного режима тестовой сети представлены в табл. I и II. Полученная погрешность для всех конфигураций не составила более 2,2 %, в большинстве случаев – доли процентов. Представленная модель обладает следующими преимуществами по сравнению с моделями, построенными на основе однофазных схем замещения: трехфазное исполнение моделей электротехнического оборудования; учет однофазных нагру-

зок; расчет несимметричных режимов с выводом результатов по каждой фазе и нейтрали в любой точке исследуемой сети. Таким образом, представляется целесообразным

переход от использования однофазных схем замещения и связанных с ними расчетов к методам, основанным на трехфазных схемах замещения.

Таблица I. Абсолютные значения

Схема соединения обмоток	Тип	Ср. относительная погрешность результатов расчета по трем фазам, абс. значения, %					
		тока		напряжения			акт. мощн.
		ВЛ1	ВЛ2	ВН	НН	на нагруз.	
Звезда с нулем – звезда с нулем	пониж.	0,34	0,36	-0,46	0,08	-0,10	-0,33
	повыш.	0,07	0,05	0,02	0,16	0,16	-1,04
Звезда с нулем – треугольник	пониж.	-0,12	-0,02	0,00	0,02	0,02	0,00
	повыш.	1,15	0,00	-0,03	-0,03	-0,03	-0,02
Звезда – треугольник	пониж.	-0,05	0,04	0,00	0,02	0,01	0,04
	повыш.	1,21	-0,04	-0,02	-0,02	-0,02	-0,07
Треугольник – звезда с нулем	пониж.	2,12	-0,30	0,00	0,24	0,12	1,48
	повыш.	1,89	0,64	-0,02	0,15	0,16	1,34
Треугольник – треугольник	пониж.	0,57	0,34	0,00	0,09	0,05	0,50
	повыш.	0,35	-0,17	0,00	0,09	0,09	0,86

Таблица II. Абсолютные значения

Схема соединения обмоток	Тип	Ср. отн. погрешность результатов расчета по трем фазам, аргумент, градусов					Откл. cosφ
		по току		по напряжению			
		ВЛ1	ВЛ2	ВН	НН	на нагруз.	
Звезда с нулем – звезда с нулем	пониж.	0,05	0,05	0,01	0,03	-0,02	0,000
	повыш.	0,67	-0,67	-0,01	-0,03	-0,03	
Звезда с нулем – треугольник	пониж.	-0,01	0,05	0,00	0,07	0,03	
	повыш.	0,04	-0,05	-0,03	-0,03	0,00	
Звезда – треугольник	пониж.	0,05	0,06	0,00	0,07	0,04	
	повыш.	0,04	-0,05	0,00	-0,03	0,01	
Треугольник – звезда с нулем	пониж.	0,44	-0,03	0,03	0,03	-0,11	
	повыш.	0,57	0,33	0,01	0,06	0,09	
Треугольник – треугольник	пониж.	0,02	0,15	-0,03	0,06	0,07	
	повыш.	0,08	-0,18	0,01	0,02	0,09	

### Список литературы

- [1] Теоретические основы электротехники. Т. 1. Основы теории цепей / Под ред. П.А. Ионкина. – М.: Высш. шк., 1965. – 735 с.
- [2] Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.: Энергия, 1970. – 520 с.
- [3] Radial distribution test feeders // IEEE Transactions on Power Systems. – 1991. – Vol. 6(3). – Pp. 975–985.
- [4] Шмелев В.Е., Сбитнев С.А., Абрамченко В.Е. Расчет электрической сети частного дома с комплексом электронных приемников матричным методом по трехфазным схемам замещения // Проектирование и технология электронных средств. – 2014. – № 1. – С. 12–16.
- [5] Kersting W.H. and Green R.K. The application of Carson's equation to the steady-state analysis of distribution feeders // Power Systems Conference and Exposition (PSCE). – IEEE/PES, 2011. – Pp. 1–6.
- [6] Селезнёв В.Ю., Сбитнев С.А., Шмелёв В.Е., Горюшин Ю.А. Новый матричный метод моделирования режимов магистральных и распределительных электрических сетей по трёхфазным схемам замещения // Интеллектуальная электроэнергетика, автоматика, высоковольтное оборудование: Матер. 20-й Междунар. науч.-техн. конф. – М., 2014. – доклад 19, 14 с.

# Аспекты повышения допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях с помощью организации автоматического регулирования (ограничения) перетоков активной мощности в контролируемых сечениях

Л.В. Акатьев, А.В. Юдин  
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Урала  
Екатеринбург, Россия

ЕЭС России характеризуется межсистемными протяжёнными связями, обладающими относительно низкой пропускной способностью и обусловленным этим большим количеством контролируемых сечений (далее – КС). В ОАО «СО ЕЭС» для целей обеспечения допустимых параметров режима ЕЭС России разработана, внедрена и успешно эксплуатируется система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (ЦКС/ЦС АРЧМ) с организацией централизованного управления активной мощностью генерирующего оборудования электростанций. Основной функцией ЦКС/ЦС АРЧМ является регулирование частоты электрического тока в ЕЭС России и работающих параллельно с ЕЭС энергосистемы стран СНГ и Балтии. Наряду с вышеуказанной функцией в составе ЦКС/ЦС АРЧМ используется автоматическое ограничение перетоков активной мощности (далее – АОП) в КС, что обеспечивает снижение величины нерегулярных колебаний и возможность повышения допустимых перетоков активной мощности в КС. В ходе данного исследования получены расчетные величины допустимых перетоков активной мощности в КС с учетом использования АОП, которые позволяют дать экспертную оценку необходимости использования данной функции с учетом наличия ряда технологических и организационных ограничений. Определен перечень организационных и технических мероприятий, обеспечивающих использование функции АОП в КС при управлении электроэнергетическим режимом.

*Ключевые слова: АОП в КС, допустимые перетоки активной мощности в КС, ЦКС/ЦС АРЧМ, устройство (комплексе) ПА.*

## Aspects of increasing grid capacity by means of creating automatic active-power flow constraint

L.V. Akatiev, A.V. Yudin  
Interregional Dispatching Office of Ural, Branch of System Operator  
Ekaterinburg, Russia

United Energy System of Russia (UES) is characterized by long-distance weak tie-line. This aspect leads to monitoring power system transfer through a large number of certain sections. Automatic frequency and active-power control system (AFPCS) has developed and implemented by System Operator of the Unified Power System (SO) in order to ensure acceptable mode parameters of UES. This system works in conjunction with centralized management system of active power of power plant generators. The basic AFPCS function is the regulating the frequency of electric current in the Russian UES, which works in parallel with the electric power systems of the CIS and Baltic countries. Furthermore, another AFPCS function is automatic active-power flow constraint (APFC) in certain sections, which reduces the amplitude of irregular fluctuations and increases maximum grid capacity. During the research the calculated values of permissible active-power flows in certain sections, given the using APFC have been received. That allows giving an expert assessing the necessity to use this function taking into account the availability of a number of technological and organizational constraints. List of organizational and technical measures that ensure the using APFC to electrical modes control has been defined.

*Keywords: grid capacity, permissible active-power flows, emergency control devices, automatic frequency and active-power control system, automatic active-power flow constraint.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

ЕЭС России характеризуется протяжёнными межсистемными связями, обладающими относительно низкой пропускной способностью, что обуславливает большое количество контролируемых сечений (далее – КС). Согласно Методическим указаниям по устойчивости энергосистем [1], для контроля соблюдения нормативных требований к устойчивости энергосистем и параметрам электроэнергетического режима в диспетчерских центрах

ЕЭС России при эксплуатации используют значения перетоков активной мощности в КС:

- нормальные (наибольший допустимый переток называется максимально допустимым (далее – МДП));
- вынужденные (наибольший допустимый переток называется аварийно допустимым (далее – АДП)).

Для нормальных (ремонтных) схем производится расчет значений МДП в КС в соответствии с требованиями

[1] и Стандарта ОАО «СО ЕЭС» «Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС»» [2]. На величину МДП в КС оказывает влияние амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности (определяется величиной потребления по разные стороны КС). Таким образом, допустимый переток активной мощности в КС должен быть уменьшен на величину амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности в этом сечении.

Значение амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности устанавливается для каждого сечения энергосистемы (в том числе, частичного) по данным измерений. При отсутствии таких данных расчетная амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности сечения может быть определена по выражению

$$\Delta P_{н.к} = K \cdot \sqrt{\frac{P_{н1} \cdot P_{н2}}{P_{н1} + P_{н2}}}, \quad (1)$$

где  $P_{н1}$ ,  $P_{н2}$  – суммарные мощности нагрузки с каждой из сторон рассматриваемого сечения, МВт;  $K$  – коэффициент, принимаемый равным 1,5 при ручном регулировании и 0,75 при автоматическом регулировании (ограничении) перетока активной мощности в КС.

Таким образом, внедрение системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (ЦКС/ЦС АРЧМ) с организацией централизованного управления активной мощностью генерирующего оборудования электростанций с функциями астатического регулирования частоты электрического тока в ЕЭС России и работающих параллельно с ЕЭС энергосистемы стран СНГ и Балтии и автоматического ограничения перетоков активной мощности (далее – АОП) в КС снижает величину амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности и повышает МДП в КС [3, 4].

Существует ряд задач, которые необходимо решить с целью организации эффективного использования ЦКС/ЦС АРЧМ с функций АОП для повышения МДП в КС:

- обеспечение требуемых объемов резервов автоматического вторичного регулирования для АОП;
- обеспечение автоматического изменения схемы электрической сети и уставок в АОП;
- обеспечение согласованности устройств (комплексов) ПА, обеспечивающих предотвращение нарушение устойчивости в КС, с состоянием функции АОП.

## II. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТРЕБУЕМЫХ ОБЪЕМОВ РЕЗЕРВОВ АВТОМАТИЧЕСКОГО ВТОРИЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ДЛЯ АОП

В соответствии с требованиями «Методики определения минимально необходимых объемов резервов активной мощности ЕЭС России» [5], необходимый объем резервов автоматического вторичного регулирования для ограничения перетоков активной мощности в определенных для этого КС принимается равным 20 % от величины МДП и размещается на электростанциях, расположенных по обеим сторонам от этого сечения. Резерв на загрузку, определенный по указанной методике, размещается с приёмной стороны, равный по величине резерв на разгрузку – с передающей стороны контролируемого сечения. Резерв

автоматического вторичного регулирования для ограничения перетоков активной мощности в КС в качестве самостоятельного может не предусматриваться, если величина и места размещения вторичного резерва для целей регулирования частоты (сальдо перетоков с частотной коррекцией) удовлетворяют требованиям к резервам для ограничения перетоков, изложенным выше. Дополнительно обратимся к Стандарту ОАО «СО ЕЭС» «Резервы активной мощности Единой энергетической системы России. Определение объемов резервов активной мощности при краткосрочном планировании» [6], в котором определен порядок размещения резервов вторичного регулирования на следующих электростанциях:

- ТЭС, подключенных к ЦКС АРЧМ (к ЦС АРЧМ, управляемым по командам ЦКС АРЧМ) в режиме регулирования частоты и (или) перетоков активной мощности (сальдо перетоков с частотной коррекцией);
- ТЭС, подключенных к ЦКС АРЧМ (к ЦС АРЧМ, управляемым по командам ЦКС АРЧМ) в режиме регулирования частоты и (или) перетоков активной мощности (сальдо перетоков с частотной коррекцией), генерирующее оборудование которых сертифицировано в установленном порядке и прошло конкурентный отбор для оказания услуг по АВРЧМ.

Таким образом, в целях автоматического ограничения перетоков активной мощности в КС для повышения МДП допустимо использовать резервы вторичного регулирования для КС:

- по которым сформированы АОП в ЦКС АРЧМ (резервы ТЭС и ТЭС);
- по которым сформированы АОП в ЦС АРЧМ (резервы ТЭС в период управления по командам ЦКС АРЧМ).

При этом необходимо отметить, что не всегда обеспечивается необходимый объем резервов вторичного регулирования для АОП в КС (20 % от величины МДП).

Для решения задачи контроля и достаточности объемов резервов вторичного регулирования для АОП в КС предлагается организовать автоматический мониторинг достаточности объемов резервов вторичного регулирования для АОП в КС с помощью организации дорасчетов в ОИК и при недостаточности резервов производить корректировку величин МДП в КС (учет изменения величины амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности).

Дополнительно проведем анализ достаточности объемов резервов вторичного регулирования для АОП в КС на примере КС «Урал-Запад» с формированием АОП в ЦС АРЧМ ОЭС Урала. МДП в КС «Урал-Запад» в нормальной схеме сети равен 3600 МВт, соответственно необходимый объем резервов вторичного регулирования – 720 МВт. В настоящее время объем резервов вторичного регулирования в ОЭС Урала, который возможно разместить на генерирующем оборудовании, которое сертифицировано в установленном порядке и имеет возможность подключения на централизованное управление от ЦС АРЧМ ОЭС Урала по командам ЦКС АРЧМ (в режиме регулирования частоты и (или) перетоков активной мощности), составляет  $\pm 214,55$  МВт. Соответственно объемов резервов вторичного регулирования для АОП в КС «Урал-Запад» недостаточно.

Для обеспечения требуемых объемов резервов вторичного регулирования для АОП в КС ОЭС Урала необходимо проведение модернизации генерирующего оборудования ТЭС с последующей сертификацией и подключением на централизованное управление от ЦС АРЧМ по командам ЦКС АРЧМ (в режиме регулирования частоты и (или) перетоков активной мощности). Альтернативными мероприятиями является организация подключения на централизованное управление ТЭС от ЦС АРЧМ по командам ЦКС АРЧМ (в режиме регулирования частоты и (или) перетоков активной мощности). При реализации альтернативных мероприятий объемы резервов вторичного регулирования для АОП в КС «Урал-Запад» могут доходить до  $\pm 800$  МВт (Воткинская, Камская и Павловская ТЭС), что достаточно для повышения МДП в данном КС.

### III. ОБЕСПЕЧЕНИЕ АВТОМАТИЧЕСКОГО ИЗМЕНЕНИЯ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И УСТАВОК В АОП

Одним из основных критериев МДП в системообразующих КС является обеспечение нормативного запаса устойчивости в послеаварийном режиме (8 %) в результате нормативных возмущений с учетом действий устройств (комплексов) ПА (в ОЭС Урала ЦСПА). Соответственно для организации АОП в КС необходимо контролировать схему сети и обеспечить автоматическое изменение уставок АОП в ЦКС/ЦС АРЧМ. Автоматизировать процесс контроля изменения схемы сети возможно двумя способами:

1) формированием обобщенных телесигналов фактического эксплуатационного состояния ЛЭП на основании телесигналов состояния коммутационных аппаратов;

2) формированием телесигналов отключения ЛЭП на основании получения сигналов пусковых органов об аварийном отключении ЛЭП в устройствах (комплексах) ПА.

В настоящее время в диспетчерских центрах в соответствии со стандартом ОАО «СО ЕЭС» «Правила отображения технологической информации» [7] используются обобщенные телесигналы фактического эксплуатационного состояния ЛЭП. Автоматическое изменение уставок АОП в ЦКС/ЦС АРЧМ организовано на основании изменения состояния обобщенных телесигналов фактического эксплуатационного состояния ЛЭП (топологии сети) в задаче ОИК «Контроль перетоков активной мощности в опасных сечениях».

При использовании данного способа автоматизации контроля изменения схемы сети и уставок АОП возможно ложное действие АОП с выдачей управляющих воздействий на регулирующие электростанции при формировании ложного обобщенного телесигнала эксплуатационного состояния ЛЭП в связи с низкой достоверностью телесигналов состояния коммутационных аппаратов. При отключении ЛЭП и отсутствии изменения обобщенного телесигнала эксплуатационного состояния ЛЭП возникает несоответствие состояния АОП и текущей топологии сети, что требует корректировки величины амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности и значения МДП в соответствующем КС. В целях исключения вышеуказанных недостатков при организации АОП в КС предлагается использовать более достоверный способ контроля изменения схемы сети на основании телесигналов отключения ЛЭП, сформированным по сигналам пусковых органов об аварийном отключении ЛЭП в устройствах (комплексах) ПА.

### IV. ОБЕСПЕЧЕНИЕ СОГЛАСОВАННОСТИ УСТРОЙСТВ (КОМПЛЕКСОВ) ПА, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ В КС, С СОСТОЯНИЕМ ФУНКЦИИ АОП

Рассмотрим КС МДП, в котором определяется обеспечение нормативного запаса устойчивости в послеаварийном режиме (8 %) в результате нормативных возмущений с учетом действий устройств (комплексов) ПА. В первую очередь рассмотрим в качестве устройства (комплекса) ПА автоматику предотвращения нарушения устойчивости (далее – АПНУ), работающую по алгоритму «П ДО». Соответственно для формирования таблиц управляющих воздействий на основании серии расчетов установившихся режимов определяются уставки КНР для всех пусковых органов (максимальное значение перетока КС (в исходной схеме сети, при котором обеспечивается нормативный коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости при нормативном возмущении):

$$P_{\text{КНР}} = P_{\text{д/ав}} (P_{\text{п/ав}}) - \Delta P_{\text{н.к}}, \quad (2)$$

где  $P_{\text{КНР}}$  – максимальное значение перетока КС (в исходной схеме сети), при котором обеспечивается нормативный коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости при нормативном возмущении (МВт);  $P_{\text{д/ав}}$  – переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме (МВт);  $P_{\text{п/ав}}$  – переток активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме после нормативного возмущения (МВт);  $P_{\text{д/ав}} (P_{\text{п/ав}})$  – переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме, соответствующий перетоку активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме после нормативного возмущения (МВт).

Как видно из формулы (2), уставки КНР зависят от величины амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности, соответственно при формировании таблиц управляющих воздействий для устройства АПНУ необходимо учитывать наличие и состояние функции АОП и формировать 2 группы уставок для включенного и отключенного состояния функции АОП. Дополнительно необходимо отметить, что не все устройства АПНУ позволяют оперативно переходить с одной группы уставок на другую по команде диспетчерского центра. При отсутствии в АПНУ возможности перехода с одной группы уставок на другую возможно необеспечение нормативного запаса устойчивости в послеаварийном режиме (8 %) в результате нормативных возмущений с учетом действия АПНУ или реализация избыточного объема управляющих воздействий.

Рассмотрим в качестве устройства (комплекса) ПА централизованную систему противоаварийной автоматики (далее – ЦСПА), работающую по алгоритму «I ДО». ЦСПА в цикле производит серию расчетов установившихся режимов с моделированием аварийных отключений сетевых элементов и формирует таблицу управляющих воздействий для всех пусковых органов по критерию обеспечения устойчивости всех узлов энергосистемы с учетом амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности для каждой ЛЭП. При этом величина амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности задается технологом в соответствии с требованиями [1] (с учетом

наличия/отсутствия АОП). Соответственно при управлении электроэнергетическим режимом ЕЭС России необходимо учитывать в ЦСПА состояние функции АОП в автоматическом режиме.

#### V. ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АОП ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ МДП В КС

Произведем расчет МДП в КС «Урал-Запад» в нормальной схеме при наличии в ЦС АРЧМ ОЭС Урала АОП и оценим целесообразность использования данной функции для повышения МДП в КС с учетом вышеприведенных аспектов.

Результаты расчетов МДП в КС «Урал-Запад» приведены в таблице.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ МДП В КС «Урал-Запад»

КС «Урал-Запад»	МДП, МВт	НК, МВт	Необходимый РАВР, МВт	Доступный РАВР, МВт
Функция АОП отключена	3600	300	0	0
Функция АОП включена	3750	150	720	$\pm 214,55^1$ $\pm 800^2$

Принимая во внимание приращение МДП в КС «Урал-Запад» при включении функции АОП на 150 МВт и необходимость размещения объемов резервов автоматического вторичного регулирования величиной 720 МВт, что возможно только при организации постоянного подключения генерирующего оборудования ГЭС на централизованное управление от ЦС АРЧМ ОЭС Урала по командам ЦКС АРЧМ (в режиме регулирования частоты и (или) перетоков активной мощности), можно сделать вывод о необходимости проведения экономической оценки эффективности использования АОП для повышения МДП в КС «Урал-Запад». Данное заключение также подтверждается необходимостью использования более достоверного способа контроля изменения схемы сети на основании телесигналов отключения ЛЭП, сформированных по сигналам пусковых органов об аварийном отключении ЛЭП в устройствах (комплексах) ПА, что также приведет к дополнительным финансовым издержкам.

<sup>1</sup> Объем резервов автоматического вторичного регулирования в ОЭС Урала, который возможно разместить на генерирующем оборудовании ТЭС, которое сертифицировано в установленном порядке и имеет возможность подключения централизованного управления от ЦС АРЧМ ОЭС Урала по командам ЦКС АРЧМ (в режиме регулирования частоты и (или) перетоков активной мощности);

<sup>2</sup> Объем резервов автоматического вторичного регулирования в ОЭС Урала, который возможно разместить на генерирующем оборудовании ГЭС при реализации подключения централизованного управления от ЦС АРЧМ ОЭС Урала по командам ЦКС АРЧМ (в режиме регулирования частоты и (или) перетоков активной мощности).

#### VI. ВЫВОДЫ

Проанализировав полученные результаты анализа возможности повышения МДП в КС с помощью организации АОП, возможно сделать вывод, что для использования функций АОП необходимо выполнение ряда организационных и технических мероприятий, обеспечивающих ее рациональное и эффективное использование при управлении электроэнергетическим режимом ЕЭС России, что необходимо учитывать при:

- внедрении систем ЦКС/ЦС АРЧМ в диспетчерских центрах;
- внедрении систем СОТИ АССО на объектах электроэнергетики;
- установке устройств (комплексов) ПА, обеспечивающих предотвращение нарушения устойчивости в КС.

#### Список литературы

- [1] Методические указания по устойчивости энергосистемы, утверждённые приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277.
- [2] СТО 59012820.27.010.001-2013. Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС».
- [3] Алексеев О.П., Казанский В.Е., Козис В.Л. Автоматика электроэнергетических систем: учебник для вузов. – М.: Энергоиздат, 1981. – 480 с.
- [4] Вайнштейн Р.А. Основы управления режимами энергосистем по частоте и активной мощности, по напряжению и реактивной мощности: учебное пособие / Р.А. Вайнштейн, Н.В. Коломиец, В.В. Шестакова. – Томск: Изд-во Том. политех. ун-та, 2010.
- [5] Методика определения минимально необходимых объемов резервов активной мощности ЕЭС России (утв. ОАО «СО ЕЭС»).
- [6] СТО 59012820.27.010.002-2015. Резервы активной мощности Единой энергетической системы России. Определение объемов резервов активной мощности при краткосрочном планировании.
- [7] СТО 59012820.27.010.003-2015. Правила отображения технологической информации.



# Методика определения пропускной способности линии электропередачи в режиме реального времени

Е.С. Аксаева

ФГБУН «Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН»

Иркутск, Россия

aksaeva@isem.irk.ru

Одной из задач оперативно-диспетчерского управления является ведение режима с максимальным использованием пропускной способности линии. Каждая линия электропередачи имеет определенный максимум пропускной способности, который во многом зависит от ограничений на параметры режима в рассматриваемый момент времени. Вопрос поиска максимума пропускной способности в условиях дефицита времени и требуемой эффективности оперативного управления является достаточно сложной задачей и может быть успешно решен при применении быстродействующих алгоритмов. Для решения данной задачи создана методика, которая включает в себя использование методов оценивания состояния электроэнергетической системы, модифицированное оценивание состояния и применение искусственных нейронных сетей. Разработанная методика позволяет получить значения максимально допустимых перетоков мощности в контролируемых линиях, которые соответствуют текущим схемно-режимным ограничениям, что является актуальным при управлении режимами электроэнергетических систем.

*Ключевые слова: пропускная способность, максимально допустимый переток активной мощности, оценивание состояния, модифицированное оценивание состояния, искусственные нейронные сети.*

## A methodology for the determination of transmission line transfer capability in real time

Elena Aksaeva

Energy Systems Institute SB RAS

Irkutsk Russia

aksaeva@isem.irk.ru

One of the dispatch control objectives is to control operating conditions providing the maximum use of transmission line transfer capability. Each transmission line has a certain total transfer capability which largely depends on the constraints on the operation parameters at a considered time. The determination of the total transfer capability of a transmission line under the conditions of time shortage and required effectiveness of the dispatch control is a rather complex problem and can be successfully solved using fast algorithms. A methodology was developed to solve this problem. It includes the methods of power system state estimation, modified state estimation and artificial neural networks. The developed methodology makes it possible to obtain the values of the total transfer capability in the controlled lines, that meet the current configuration and operation constraints, which is important for control of the power system operation.

*Keywords: transfer capability, total transfer capability, state estimation, modified state estimation, artificial neural networks.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Оперативно-диспетчерское управление электроэнергетической системой (ЭЭС) – это непрерывное управление текущим режимом, осуществляемое диспетчерским персоналом с целью поддержания оптимального режима функционирования технологического процесса. Ведение оптимального режима достигается при одновременном наблюдении следующих параметров: обеспечения надежного функционирования ЭЭС и эффективного управления режимами ЭЭС.

### II. ОПИСАНИЕ ЗАДАЧ

Одной из главных функций оперативно-диспетчерского управления является визуальный контроль текущего режима

и его коррекция при неизбежных отклонениях условий работы ЭЭС. Наиболее грубые отклонения условий работы вызывают аварийные ситуации. В случае непредвиденной потери генерирующей мощности или при аварийном отключении линии электропередачи диспетчер энергосистемы, затронутый нарушением, принимает меры по мобилизации своих ресурсов и принимает решение о пути передачи мощности в дефицитную часть энергосистемы. Для выработки оптимального решения, с точки зрения участников этого процесса, требуется собрать и проанализировать большой объем информации о текущем состоянии энергосистемы. Чтобы не подвергать диспетчера дополнительному стрессу во время выработки управляющих воздействий, ему необходимо предоставить не только информацию о факте произошедшего события, но и подсказку о том, как исправить ситуацию с наименьшими потерями для всех.

Другой функцией диспетчерского управления является ведение режима с максимальным использованием пропускной способности линии электропередачи. Использование всех технологических возможностей ЭЭС позволяет снизить стоимость электроэнергии, что влияет на конкурентоспособность ценовых заявок [1]. При расчетах пропускных способностей следует учитывать, что каждая линия электропередачи имеет определенный максимум пропускной способности, который во многом зависит от ограничений на параметры режима в рассматриваемый момент времени. Таким образом, расчет должен вестись в режиме реального времени на текущий час и обновляться каждый следующий час. В условиях конкурентного рынка электроэнергии увеличение загрузки линии одной ЭЭС не должно повлечь за собой уменьшение выгоды для другой ЭЭС, поэтому лучшим решением этой проблемы является вычисление оптимальных пропускных способностей во всех заданных линиях одновременно.

### III. СУЩЕСТВУЮЩИЕ ПУТИ РЕШЕНИЯ

Существует два способа определения пропускной способности линии электропередачи: детерминированный и вероятностный. Согласно детерминированному способу, из полученного множества выбирается наименьшее значение. Эта величина не является оптимальной, так как вероятность некоторых аварий, которые учитываются при вычислении пропускной способности, очень низкая. В [2, 3] рассматривается вероятностный подход к определению пропускной способности сечений. По результатам множества расчетов строится распределение вероятности величины передающей мощности в интересующем сечении. Считается прибыль от увеличения передающей мощности по сравнению с минимальным перетоком, рекомендуемым детерминированным способом, и анализируются риски принятого решения. В результате определяется оптимальное значение передающей мощности в данном сечении. Определение пропускной способности сечения в режиме реального времени позволяет получить экономический эффект за счет уменьшения ограничений перетоков мощности в этом сечении.

В условиях скоротечности событий и требуемой эффективности оперативного управления задача формирования путей перераспределения перетоков мощности и мониторинга соответствующей текущей схемно-режимной ситуации пропускной способности контролируемых линий является достаточно сложной. Вопрос поиска допустимых решений в условиях дефицита времени может быть успешно решен при применении быстродействующих алгоритмов.

### IV. ПРЕДЛАГАЕМЫЕ ПУТИ РЕШЕНИЯ

В данной статье предлагается методика определения фактической пропускной способности в режиме реального времени. Фактической пропускной способностью называется максимально возможный переток активной мощности контролируемого сечения для текущей схемно-режимной ситуации. С помощью предложенной методики расчет фактической пропускной способности осуществляется для следующих ситуаций:

1. В случае аварийного отключения одной из ЛЭП, входящей в состав контролируемого сечения. Для перераспределения мощности между работающими линиями выполняется расчет пропускных способностей ЛЭП,

оставшихся в работе, и формируются управляющие воздействия на изменение мощности регулирующих электростанций энергосистемы для перераспределения суммарной мощности между работающими ЛЭП, входящими в контролируемое сечение.

2. В случае внезапной потери части генерирующей мощности на одной из электростанций, входящей в состав энергосистемы. Для формирования путей передачи требуемой мощности выполняется расчет пропускных способностей ЛЭП контролируемого сечения и формируются управляющие воздействия на изменение мощности регулирующих электростанций для передачи дополнительной мощности в дефицитную часть энергосистемы.

3. В случае возникновения спроса на дополнительную мощность, которая остаётся в энергосистеме после передачи мощности основным потребителям. Для передачи дополнительной мощности выполняется расчет фактической пропускной способности контролируемого сечения и формируются адекватные текущему режиму управляющие воздействия, при которых достигается максимальное использование пропускной способности линий контролируемого сечения.

Главными преимуществами методики являются:

- расчет выполняется в цикле оценивания состояния по измерениям текущего режима;
- расчет возможен для нескольких сечений одновременно;
- увеличение фактической пропускной способности контролируемого сечения достигается изменением только регулируемых параметров без изменения параметров режима в остальной части энергосистемы.

### V. ОПИСАНИЕ МЕТОДИКИ

Исходной информацией для определения фактической пропускной способности является оперативная информация и величина, заведомо превышающая реальное значение пропускной способности (далее – псевдоизмерение максимально допустимого перетока активной мощности линии в контролируемом сечении  $P_{lk}^{ПИ\_МДП}$ ). Вектор измерения выглядит следующим образом:

$$\bar{y}^{пез} = (U_i, \delta_i, Q_i, P_i, Q_{ij}, P_{ij}, P_{lk}^{ПИ\_МДП}), \quad (1)$$

где  $U_i$  – модуль напряжения в узле;  $\delta_i$  – фаза напряжения в узле;  $Q_i$  – инъекции реактивной мощности в узле;  $P_i$  – инъекции активной мощности в узле;  $Q_{ij}$ ,  $P_{ij}$  – перетоки реактивной и активной мощностей в линиях и трансформаторах;  $P_{lk}^{ПИ\_МДП}$  – псевдоизмерение МДП в линии  $l-k$  (ПИ МДП).

Предлагаемая методика заключается в разовом задании величины, заведомо превышающей пропускную способность контролируемой линии, и в последующем автоматическом определении реальной (фактической) пропускной способности, соответствующей текущим параметрам режима с учетом корректировки некоторых параметров режима в пределах регулирования.

Задача расчета МДП заключается в поиске допустимых значений, максимально приближенных к заданному

недопустимому, и сводится к минимизации целевой функции наименьших взвешенных квадратов:

$$J(x) = (\bar{y} - y(\hat{x}))^T R_y^{-1} (\bar{y} - y(\hat{x})) + (P_{lk}^{ПМДП} - P_{lk}(\hat{x}))^T R_p^{-1} (P_{lk}^{ПМДП} - P_{lk}(\hat{x})), \quad (2)$$

где  $\bar{y}$  – измеренные параметры режима;  $\hat{x}$  – оценки вектора состояния;  $R_y^{-1}$  и  $R_p^{-1}$  – весовые коэффициенты измерений параметров режима и  $P_{lk}^{ПМДП}$  соответственно.

Результатом расчета по предложенной методике являются оценки максимально возможных перетоков активной мощности для текущего режима в контролируемых линиях, управляющие воздействия на регулируемые параметры и оценки параметров текущего режима в остальной части ЭЭС.

Получение желаемого режима с требуемой точностью из любой рассмотренной точки посредством минимизации целевой функции достигается за счет корректного выбора весовых коэффициентов ПИ МДП. Задача выбора весовых коэффициентов решается заранее методом перебора с учетом системных ограничений и при соблюдении критерия оптимальности весовых коэффициентов.

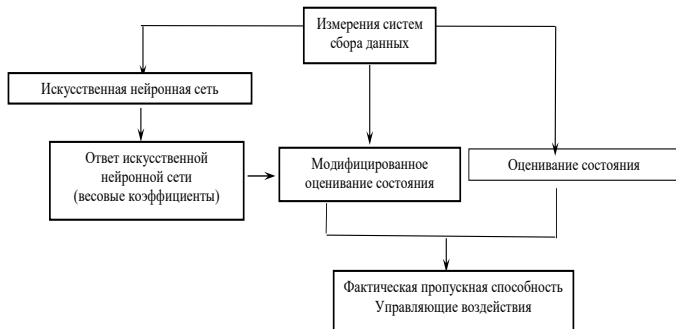


Рис. 1. Блок-схема методики расчета пропускной способности и управляющих воздействий

Решение задачи определения фактической пропускной способности минимизацией критерия (2) называется модифицированным оцениванием состояния (МОС). Название метода объясняется тем, что, как и в классическом оценивании состояния, в качестве исходной информации используется информация от системы сбора данных. Модифицированный – потому что в исходные данные добавляется неоперативная информация, из-за чего полученный режим, называемый результирующим, не соответствует текущему.

Быстрая идентификация весовых коэффициентов ПИ МДП в режиме реального времени, которые соответствуют текущим режиму и ограничениям, выполняется с помощью обученной искусственной нейронной сети (ИНС).

На рис. 1 представлена блок-схема методики определения фактической пропускной способности и выработки управляющих воздействий. Принцип работы методики следующий: измерения, поступающие от систем сбора данных, загружаются одновременно на три блока: блок модифицированного оценивания состояния (МОС), блок оценивания состояния (ОС), блок ИНС. В блоке ОС выполняется оценивание состояния текущего режима. ИНС

распознает класс, к которому относятся текущие измерения и определяет набор весовых коэффициентов измерений, соответствующих текущим ограничениям. Выполняется МОС с полученным набором весовых коэффициентов. Результатом расчета являются фактическая пропускная способность и управляющие воздействия, направленные на ее максимальное использование. Управляющие воздействия на регулируемые параметры режима определяются как разность оценок, полученных при выполнении ОС, и оценок, полученных при выполнении МОС.

## VI. ТЕСТОВЫЙ ПРИМЕР

Исследования выполнены на схеме, показанной на рис. 2. Эта схема состоит из трех нагрузочных (1, 2, 7), трех генераторных (4, 5, 6 – узлы с регулируемыми параметрами) и одного транзитного (узел 3) узлов, из одного замкнутого контура, двух трансформаторных связей. Данная схема имеет три ступени напряжения. Балансирующим узлом является узел № 2.

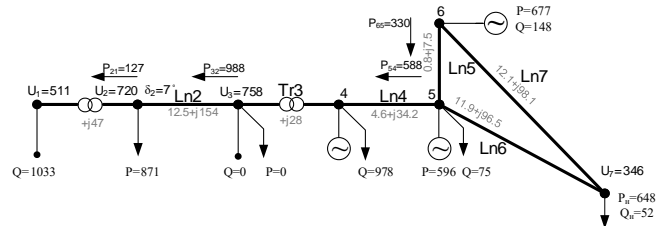


Рис. 2. Конфигурация тестовой схемы

Для данной схемы были рассмотрены три задачи и выполнены расчеты пропускной способности для их решения. Задача 1: аварийное отключение одной из цепей двухцепной линии 6 – 7; рассчитать пропускную способность линии 5 – 7 и 6 – 7 для возможности поддержания уровня нагрузки в узле 7. Задача 2: внезапная потеря части генерации в узле 6; рассчитать пропускную способность линии 5 – 7 для возможности поддержания уровня нагрузки в узле 7. Задача 3: рассчитать фактическую пропускную способность линии 5 – 7 и линии 6 – 7 для максимального использования ресурсов энергосистемы.

Условия расчетов: допускается повышение напряжения в узлах с регулируемыми параметрами на 5 %; изменение реактивной мощности в узлах с регулируемыми параметрами в диапазоне от –600 до 600 МВар. Выработка активной мощности в узле 5 не должна превышать 2000 МВт.

Для того чтобы рассмотреть большое количество схемно-режимных ситуаций, выполнялось моделирование режимов на основе графика нагрузки в узле 7. По измеренным параметрам режима выполняется ОС и МОС. Результаты расчетов представлены в табл. 1 – 3 для 1, 2 и 3-й задачи соответственно. По результатам работы ИНС режимы, сформированные для каждой из заданных задач, были поделены на три класса. Класс 1 соответствует максимуму нагрузки, класс 2 соответствует среднему уровню потребления, класс 3 соответствует минимуму нагрузки.

По результатам, представленным в таблицах, можно судить об имеющемся запасе пропускной способности в линиях в любой из сложившихся ситуаций и в любых режимах.

Таблица I. ЗАДАЧА 1

Перетоки мощности по линиям		Классификация режимов с помощью ИНС		
		Класс 1	Класс 2	Класс 3
Оценки текущего режима	Нагрузка в узле 7	502,5	266	86
	Переток 6 – 7	179,5	101	43,6
	Переток 5 – 7	323	165	42,7
Оценки МОС	Нагрузка в узле 7	648	359	129
	Переток 6 – 7	179,5	101	43,6
	Переток 5 – 7	469	256	83,6

Таблица II. ЗАДАЧА 2

Перетоки мощности по линиям		Классификация режимов с помощью ИНС		
		Класс 1	Класс 2	Класс 3
Оценки текущего режима	Нагрузка в узле 7	583,6	314,9	114,1
	Переток 6 – 7	260,6	150,1	68
	Переток 5 – 7	323	165	42,7
Оценки МОС	Нагрузка в узле 7	648	359	129
	Переток 6 – 7	260,6	150,1	68
	Переток 5 – 7	338,4	206,9	62,5

Таблица III. ЗАДАЧА 3

Перетоки мощности по линиям		Классификация режимов с помощью ИНС		
		Класс 1	Класс 2	Класс 3
Оценки текущего режима	Нагрузка в узле 7	648	359	129
	Переток 6 – 7	346	200	87,5
	Переток 5 – 7	323	165	42,7
Оценки МОС	Нагрузка в узле 7	700	395	150
	Переток 6 – 7	367	220	98
	Переток 5 – 7	333	175	52

## VII. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведен анализ современных методов расчета пропускной способности и выявлена необходимость разработки нового подхода к определению пропускной способности в режиме реального времени. Необходимость обуславливается тем, что современные подходы не автоматизированы в полной мере для работы в режиме реального времени. Для получения лучшего результата необходимо сочетать точность расчетов с быстродействием алгоритма расчета.

Предложена новая методика определения пропускной способности контролируемых сечений в режиме реально-

го времени, которая включает в себя модифицированное оценивание состояние и искусственные нейронные сети.

Разработанная методика расчета пропускной способности позволяет:

- сократить время расчета фактической пропускной способности за счет того, что расчеты выполняются непосредственно по оперативным измерениям;
- определять пропускную способность с заданной точностью из любой рассматриваемой точки за счет корректного подбора весовых коэффициентов псевдоизмерений МДП;
- повысить эффективность расчетов пропускной способности путем автоматизации проводимых расчетов за счет использования искусственных нейронных сетей;
- избежать трудностей, связанных с выбором траектории утяжеления режима. В качестве вектора изменения режима задаются регулируемые параметры и диапазоны их изменения.

Результаты расчетов, полученные при использовании предложенной методики:

- позволяют максимально полно использовать пропускную способность контролируемых сечений в условиях текущих схемно-режимных ограничений;
- зависят только от измерений и корректной настройки МОС.

Выполняя требования по максимальной точности расчета и приближенности к реальному режиму, предложенная методика может стать средством для решения задачи максимально точного определения максимально допустимого перетока в режиме реального времени.

## Список литературы

- [1] Электронный ресурс <http://www.so-ups.ru/>.
- [2] Kulyos Audomvongseree and Akihiko Yokoyama. Consideration of an appropriate TTC by probabilistic approach // IEEE Trans. on Power Systems. Vol. 19(1), February 2004.
- [3] Weixing Li, Peng Wang, Zhizhong Guo. Determination of optimal total transfer capability using a probabilistic approach // IEEE Trans. on Power Systems. Vol. 21(2), May 2006.

# Исследование статической устойчивости многомашинной электрической системы на основе технологии вложения систем

К.Р. Аллаев, Т.Ф. Махмудов  
Ташкентский государственный технический университет  
Ташкент, Республика Узбекистан  
tox-05@yandex.ru

Технология вложения систем является эффективным способом исследования статической устойчивости (малых колебаний) электрической системы, позволяющим определять всевозможные динамические и структурные свойства исследуемой линейной матричной системы. Основой данной технологии являются новые конструкции матриц, составляемые на базе матрицы коэффициентов исследуемой системы проматрица, репроматрица и матрицы вложения, образ – исчерпывающим образом определяющие характеристики и свойства заданной системы. Получены матрицы динамики сложных электрических систем, содержащие в себе все параметры, характеризующие статическую устойчивость.

*Ключевые слова:* электроэнергетическая система, статическая устойчивость, технология вложения систем, автоматический регулятор возбуждения.

## Study of static stability of multi-machine power system based on technology attachment systems

Kahramon Allaev, Tohir Mahmudov  
Tashkent State Technical University  
Tashkent, Uzbekistan  
tox-05@yandex.ru

The technology of an investment of systems is an effective way of research of static stability (small fluctuations) of the electric system allowing to define various dynamic and structural properties of the studied linear matrix system. A basis of this technology are the new designs of matrixes made on the basis of a matrix of coefficients of the studied system a pro-matrix, a repromatrix and matrixes of an investment, an image – an exhaustive image the defining characteristics and properties of the set system. The matrixes of dynamics of difficult electric systems comprising everything the parameters characterizing static stability are received.

*Keywords:* electric power system, static stability, technology investments systems, automatic excitation regulator.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Как известно [1], динамические свойства сложных электрических систем могут существенно отличаться от свойств простых электроэнергетических систем (ЭСС), что подтверждают многочисленные натурные и модельные эксперименты и расчетно-экспериментальные исследования. В многомашинной электрической системе выбор параметров регулирующих устройств гораздо сложнее, чем в простейших ЭЭС. Поэтому, как правило, в случае многомашинной ЭЭС один генератор или одна станция считается регулируемой и параметры их автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) определяются исходя из поставленной задачи – обеспечения равного затухания, требуемого коэффициента запаса устойчивости и т.д., а параметры АРВ других станций считаются заданными, с постоянными э.д.с. за определенным индуктивным сопротивлением [2].

Статическая устойчивость ЭЭС – устойчивость при малых возмущениях [3], исследуется на основе методов, которые базируются на анализе дифференциальных уравнений первого (линейного) приближения [1].

Проверка статической устойчивости энергосистем заключается в определении возможности существования устойчивого режима при малых возмущениях параметров режима с заданными значениями параметров энергосистемы, режиме генерирующих источников, нагрузках узловых точек и настройке автоматических устройств регулирования режима.

Традиционно [3] для определения статической устойчивости ЭЭС требуется анализ знака вещественных частей корней характеристического уравнения системы уравнений первого приближения:

$$a_0 p^n + a_1 p^{n-1} + a_2 p^{n-2} + \dots + a_{n-1} p + a_n = 0,$$

где  $a_i$  – коэффициенты, зависящие от параметров режима и системы.

При этом обязательным условием статической устойчивости является наличие отрицательного знака вещественных частей всех корней характеристического уравнения:

$$p_{i,i+1} = a_i \pm j b_i, \quad a_i < 0, \quad i = 1 - n.$$

## II. ВЫВОД УРАВНЕНИЙ МАЛЫХ КОЛЕБАНИЙ МНОГОМАШИННОЙ ЭЭС

Исследование малых колебаний многомашиной электрической системы проведем на базе уравнений в пространстве состояний, имеющих вид [3, 6]:

$$dx/dt = Ax + Bu; \quad (1)$$

$$dy/dt = Cx + D\varepsilon. \quad (2)$$

В дальнейшем будем рассматривать инерционную систему, т.е. будем считать  $D = 0$ .

Предположим, что регулятор осуществляет управление динамической системой при помощи обратной связи по состоянию, которая описывается уравнением:

$$u = -Kx, \quad (3)$$

где  $K$  – матрица коэффициентов регулятора.

Необходимо раскрыть содержание уравнений (1) – (3) для случая многомашиной электрической системы.

Модель, описывающая переходный процесс в электрической системе с учетом баланса моментов (мощностей) на валу  $i$ -го агрегата ЭЭС, имеет вид [3]:

$$\frac{d^2\delta_i}{dt^2} = \frac{\omega_0}{T_{ji}} [P_{ti} - P_{ri}], \quad (4)$$

где  $\omega_0$  – синхронная угловая частота;  $T_{ji}$ ,  $\delta_i$ ,  $P_{ti}$ ,  $P_{ri}$  – постоянная инерции  $i$ -го агрегата, угол нагрузки  $i$ -го генератора, механическая мощность  $i$ -й турбины, электромагнитная мощность  $i$ -го синхронного генератора соответственно.

Уравнение электромагнитной мощности  $i$ -го синхронного генератора в позиционной идеализации имеет вид [7]:

$$P_{ri} = E_i^2 y_{ii} \sin \alpha_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^n E_i E_j y_{ij} \sin(\delta_j - \alpha_{ij}), \quad (5)$$

где  $E_i$ ,  $E_j$  – э.д.с.  $i$ -го и  $j$ -го синхронных генераторов;  $y_{ii}$ ,  $y_{ij}$  – собственные и взаимные проводимости сети;  $\alpha_{ii}$ ,  $\alpha_{ij}$  – дополняющие углы.

Уравнение (5) является нелинейным, так как составляющие уравнения – трансцендентные, в виде синусоидальной функции. Поэтому при изучении малых колебаний ЭЭС используются разложения в ряд Тейлора и некоторые тригонометрические соотношения, позволяющие линеаризовать нелинейное дифференциальное уравнение агрегата (5) в исходной точке режима  $\Pi_0$  ( $\Pi$  – режимный параметр: мощность, напряжение и т.д.), которые упрощают исследования статической устойчивости электрической системы. Метод малых колебаний, используемый в данном случае, основан в предположении, что режимные параметры, получающие отклонения  $\Pi = \Pi_0 \pm \Delta\Pi$  при малых возмущениях в электрической системе, изменяются на малые величины.

Трансцендентные функции линеаризуются с помощью следующих соотношений для любых  $i$  и  $j$ :

$$\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j; \quad \delta_i = \delta_{i0} + \Delta\delta_j; \quad \delta_j = \delta_{j0} + \Delta\delta_j; \quad \delta_{ij} = -\delta_{ji}, \quad (6)$$

и далее

$$\begin{aligned} \sin(\delta_{ij} - \alpha_{ij}) &= \sin[(\delta_{i0} + \Delta\delta_j) - (\delta_{j0} + \Delta\delta_j) - \alpha_{ij}] = \\ &= \sin[(\Delta\delta_i - \delta_j) + (\delta_{i0} - \delta_{j0} - \alpha_{ij})] = \\ &= \Delta\delta_i \cos\beta_{ij} - \Delta\delta_j \cos\beta_{ij} + \sin\beta_{ij}, \end{aligned} \quad (7)$$

где  $\beta_{ij} = \delta_{i0} - \delta_{j0} - \alpha_{ij}$ .

Необходимо отметить, что при выводе формулы (7) использованы очевидные соотношения:

$$\sin(\Delta\delta_i - \Delta\delta_j) \cong (\Delta\delta_i - \Delta\delta_j) \quad \text{и} \quad \cos(\Delta\delta_i - \Delta\delta_j) \cong 1,$$

справедливые для малых отклонений углов нагрузки генераторов.

После преобразований (5) с учетом (6), (7) и подстановки уравнение (4) примет вид:

$$\frac{d^2\delta_i}{dt^2} = \frac{\omega_0}{T_{ji}} \left[ P_{Ti} - \left( E_i^2 y_{ii} \sin \alpha_{ii} - \sum_{j=1, j \neq i}^n b_{ij} \Delta\delta_j + b_{ii} \Delta\delta_i + c_{ij} \right) \right], \quad (8)$$

а учет параметров исходного режима и соотношения  $\delta_i = \delta_{i0} + \Delta\delta_j$  окончательно приводит к дифференциальному уравнению в отклонениях:

$$\frac{d^2\Delta\delta_i}{dt^2} = \frac{\omega_0}{T_{ji}} \left[ \sum_{j=1, j \neq i}^n b_{ij} \Delta\delta_j - b_{ii} \Delta\delta_i \right], \quad (9)$$

где

$$\begin{aligned} b_{ij} &= a_{ij} \cos\beta_{ij}; \quad a_{ij} = E_i E_j y_{ij}; \quad b_{ii} = \sum_{j=1, j \neq i}^n a_{ij} \sin\beta_{ij}; \\ c_{ij} &= \sum_{j=1, j \neq i}^n a_{ij} \sin\beta_{ij}; \quad P_{Ti} - (E_i^2 y_{ii} \sin \alpha_{ii} + c_{ij}) = 0. \end{aligned}$$

В случае учета демпферных контуров ротора  $i$ -го синхронного генератора уравнение (9) принимает вид:

$$\frac{d^2\Delta\delta_i}{dt^2} = \frac{\omega_0}{T_{ji}} \left[ \sum_{j=1, j \neq i}^n b_{ij} \Delta\delta_j - b_{ii} \Delta\delta_i - P_{di} \frac{d\Delta\delta_i}{dt} \right], \quad (10)$$

где  $P_{di}$  – коэффициент обобщенного демпферного момента  $i$ -го генератора.

В случае учета отклонения э.д.с.  $i$ -го синхронного генератора уравнение (10) принимает вид:

$$\frac{d^2\Delta\delta_i}{dt^2} = \frac{\omega_0}{T_{ji}} \left[ \sum_{j=1, j \neq i}^n b_{ij} \Delta\delta_j - b_{ii} \Delta\delta_i - P_{di} \frac{\Delta\delta_i}{dt} - \frac{dP_i}{dE_{qi}} \Delta E_{qi} \right]. \quad (11)$$

Особенностью уравнения (11) является то, что оно разрешено относительно абсолютных углов генераторов системы и, например, для трехгенераторной электрической системы имеет вид:

$$\begin{aligned} \frac{d^2\Delta\delta_1}{dt^2} &= \frac{\omega_0}{T_{j1}} \left[ -b_{11} \Delta\delta_1 + b_{12} \Delta\delta_2 + b_{13} \Delta\delta_3 - P_{d1} \frac{\Delta\delta_1}{dt} - \frac{dP_1}{dE_{q1}} \Delta E_{q1} \right]; \\ \frac{d^2\Delta\delta_2}{dt^2} &= \frac{\omega_0}{T_{j2}} \left[ b_{21} \Delta\delta_1 - b_{22} \Delta\delta_2 + b_{23} \Delta\delta_3 - P_{d2} \frac{\Delta\delta_2}{dt} - \frac{dP_2}{dE_{q2}} \Delta E_{q2} \right]; \\ \frac{d^2\Delta\delta_3}{dt^2} &= \frac{\omega_0}{T_{j3}} \left[ b_{31} \Delta\delta_1 + b_{32} \Delta\delta_2 - b_{33} \Delta\delta_3 - P_{d3} \frac{\Delta\delta_3}{dt} - \frac{dP_3}{dE_{q3}} \Delta E_{q3} \right]. \end{aligned} \quad (12)$$

Система уравнений (12) электрической системы, отражающая переходные процессы при малых отклонениях, удобна как в алгоритмическом, так и в вычислительном плане, в особенности в случаях совместного их решения с уравнениями установившегося режима – уравнениями узловых напряжений (УУН) [8]. Это объясняется тем, что результатом решения УУН являются модуль напряжения  $i$ -го узла  $U_i$  и его аргумент  $\delta_i$ , используемые в приведенных дифференциальных уравнениях, определяемые относительно балансирующего узла.

### III. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВЛОЖЕНИЯ СИСТЕМ К АНАЛИЗУ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

Технологией вложения систем названа универсальная совокупность методов и приемов решения задач теории систем, основанная, прежде всего, на современных достижениях алгебры и сводящаяся к определению условий, при которых сложно организованная (многомерная, матричная) система ведет себя аналогично относительно более простой (односвязной, заданной, хорошо изученной или доступной для глубокого исследования) системы [4]. Сутью технологии вложения систем является формально строгое определение таких условий, при которых поведение сложно организованной матричной системы описывается или интерпретируется поведением совокупности более простых систем.

Уравнения электромагнитных переходных процессов в цепи возбуждения  $i$ -й синхронной машины имеют вид [5, 6]:

$$T'_{di} \frac{d\Delta E_{qi}}{dt} = \Delta E_{qi} - \Delta E_{qei}; \quad (13)$$

$$T_{ei} \frac{d\Delta E_{qei}}{dt} = \Delta U_{APBi} - \Delta E_{qei}; \quad (14)$$

$$T_{pi} \frac{d\Delta U_{APBi}}{dt} = \Delta e_i - \Delta U_{APBi}, \quad (15)$$

где  $T'_{di}$ ,  $T_{ei}$ ,  $T_{pi}$  – переходная постоянная времени обмотки возбуждения, постоянные времена возбудителя, автоматического регулятора возбуждения соответственно;  $\Delta E_{qi}$ ,  $\Delta E_{qei}$ ,  $\Delta U_{APBi}$  – отклонения синхронной, вынужденной э.д.с. и напряжения на выходе автоматического регулятора возбуждения соответственно.

Формирование сигналов по каналам АРВ  $\Delta e_i$  в идеализированном виде (при условии, что постоянные времена дифференцирующих элементов АРВ считаются равными нулю) можно представить в виде:

$$\Delta e = \sum_1^k (k_{0\Gamma k} \Delta \Pi_k + k_{1\Gamma k} (d\Delta \Pi_k / dt) + k_{2\Gamma k} (d^2 \Delta \Pi_k / dt^2)), \quad (16)$$

где  $k_{0\Gamma k}$ ,  $k_{1\Gamma k}$ ,  $k_{2\Gamma k}$  – коэффициенты усиления АРВ по каналам отклонения, первым и вторым производным режимных параметров  $\Delta \Pi_k$  соответственно;  $k$  – количество регулируемых параметров режима.

Если не учитывать постоянную времени автоматического регулятора ( $T_{pi} = 0$ ), тогда уравнение выхода автоматического регулятора имеет вид:

$$\Delta U_{APBi} = \sum_1^k \left[ k_{0\Gamma i} \Delta \Pi_{ki} + k_{1\Gamma i} \frac{d\Delta \Pi_{ki}}{dt} \right]. \quad (17)$$

Преимуществом уравнений (10) и (11) являются их зависимость относительно отклонений абсолютных углов нагрузок генераторов ( $\Delta \delta_i$ ), а не относительных углов ( $\Delta \delta_{ij}$ ), что позволяет определенные вычислительные удобства, так как эти уравнения могут быть состыкованы с уравнениями узловых напряжений, решения которых дают значения абсолютных углов. Помимо этого важнейшего факта, уравнения (4) – (16) имеют самостоятельное значение для анализа различных режимов, в том числе переходных, для электрических систем любой сложности. Поэтому рассмотрим содержание и использование этих уравнений для двух задач: решение вопросов моделирования переходных режимов в ЭЭС в общем случае при малых возмущениях и при применении их в сочетании с технологией вложения систем.

При малых возмущениях параметров режима, после соответствующих преобразований (4) – (16) с учетом (17), можно получить обобщенную блочную матрицу  $A_\Sigma$  размера  $(4n \times 4n)$  для динамики электрической системы с  $n$  генераторами, имеющими АРВ-с, в виде:

$$A_\Sigma = \begin{bmatrix} 0_{n \times n} & I_{n \times n} & 0_{n \times n} & 0_{n \times n} \\ A_{21(n \times n)} & A_{22(n \times n)} & A_{23(n \times n)} & 0_{n \times n} \\ 0_{n \times n} & 0_{n \times n} & A_{33(n \times n)} & A_{34(n \times n)} \\ A_{41(n \times n)} & A_{42(n \times n)} & 0_{n \times n} & A_{44(n \times n)} \end{bmatrix}$$

При этом вектор-столбец параметров состояния, содержащий параметры режима электрической системы, имеет вид:

$$x = [\Delta \delta_1 \dots \Delta \delta_n; \dot{\Delta \delta}_1 \dots \dot{\Delta \delta}_n; \Delta \dot{E}_{q1} \dots \Delta \dot{E}_{qn}; \Delta \dot{E}_{qe1} \dots \Delta \dot{E}_{qen}]^T$$

Необходимо отметить, что при выбранной модели АРВ (17) размер обобщенной матрицы  $A_\Sigma$  исследуемой электрической системы имеет порядок  $(4n \times 4n)$ , где  $n$  – количество генераторов ЭЭС.

Рассмотрим формирование обобщенной матрицы входа  $B_\Sigma$ . Содержание данной матрицы целиком зависит от закона регулирования возбуждения и, соответственно, параметров каналов автоматического регулирования, по которым осуществляется управление системой возбуждения  $n$  синхронных машин, установленных в ЭЭС. Для выбранного закона регулирования возбуждения (17) обобщенная матрица  $B_\Sigma$  имеет размер  $4n \times n(k - m)$  и вид:

$$B_\Sigma = \begin{bmatrix} 0_{3n \times 3(k-m)} \\ B_{41[n \times (k-m)]} & B_{42[n \times (k-m)]} & B_{43[n \times (k-m)]} \end{bmatrix},$$

где  $m$  – количество параметров режима, входящих в обобщенную матрицу динамики ЭЭС, таких как элементы вектора пространства состояний электрической системы.



Таким образом, обобщенные матрицы  $A_\Sigma, B_\Sigma$  позволяют описать переходные процессы в сложной ЭЭС с  $n$  генераторами при малых возмущениях параметров режима.

Например, для трехгенераторной ЭЭС при предположении, что АРВ-с реагирует на отклонения напряжения и угла нагрузки генераторов ( $\Delta\delta_i, \Delta U_i$ ), а также их первых производных ( $d\delta_i/dt, dU_i/dt$ ), уравнение выхода автоматического регулятора возбуждения для  $i$ -го генератора имеет вид:

$$\Delta U_{АРВi} = k_{0\delta i} \Delta\delta_i + k_{1\delta} \frac{d\Delta\delta_i}{dt} + k_{0U_i} \Delta U_i + k_{1U} \frac{d\Delta U_i}{dt},$$

где  $i = 1 \div 3$  и постоянная времени автоматического регулятора не учитываются ( $T_{pi} = 0$ ).

Как указано в [4], для квадратной матрицы ( $m = n$  и  $C = I_n$ ) проматрица моделирования для объекта будет иметь вид:

$$\Omega(p) = \begin{bmatrix} pI_n - A & B \\ 0 & I_s \end{bmatrix}, \quad (18)$$

а для регулируемой динамической системы со статическим регулятором

$$u = -Kx \quad (19)$$

проматрица будет равна:

$$\Omega(p) = \begin{bmatrix} pI_n - A & -B \\ K & I_s \end{bmatrix}, \quad (20)$$

где  $A, B, C$  – заданные числовые матрицы;  $K$  – матрица коэффициентов регулятора ( $n$  – степень математической модели объекта исследуемой системы;  $m$  – количество входов системы;  $s$  – количество выходов регулятора).

В соответствии с [4] технология вложения в скалярный образ

– для разомкнутой системы:

$$f(p) = \frac{b(p)}{a(p)}, \quad (21)$$

– для замкнутой регулятором системы:

$$g(p) = \frac{q(p)}{d(p)}, \quad (22)$$

требует формирования детерминантных соотношений, позволяющих решить проблему нахождения матричных числителей:

$$a(p) = \det(pI_n - A), \quad (23)$$

$$[b(p)] = \det(pI_n - A + B\bar{\alpha}\bar{\beta}) - a(p); \quad (24)$$

$$d(p) = \det(pI_n - A + BK); \quad (25)$$

$$[q(p)] = \det(pI_n - A + B\bar{\alpha}\bar{\beta} + K) - d(p). \quad (26)$$

Содержание в системе матричных уравнений следующее:  $a(p), d(p)$  – характеристические полиномы для модели исследуемого объекта – электрической системы и замкнутой регулируемой ЭЭС;  $[b(p)], [q(p)]$  – соответственно их матричные числители;  $\bar{\alpha}, \bar{\beta}$  – соответствующие матрицы вложения.

Соотношения (23) – (26), в отличие от одномерного случая, позволяют для многомерного объекта с регулятором найти матричные числители матричных передаточных функций для исследуемой системы, что является характерным для современного подхода исследования сложных динамических систем [4, 9].

#### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Следует заметить, что модель электрической системы, представляемая в виде матрицы  $A_\Sigma$ , эффективна при исследовании сложных электрических систем, так как она проста и выгодна в вычислительном отношении – состоит из блоков нулевой и единичной матриц и соответственно разрежена. Самое важное: она содержит только информацию об основных параметрах системы, характеризующих устойчивость, – углы генераторов и их демпферные коэффициенты, интегрированно отражающие колебательные свойства как каждого генератора, так и всей системы.

Таким образом, можно отметить, что технология вложения систем позволяет комплексно исследовать переходные режимы исследуемой системы как по отдельным каналам, так и при интегрированном учете влияния существующих каналов.

#### Список литературы

- [1] Литкенс И.В., Пуго В.И. Колебательные свойства электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 217 с.
- [2] Аллаев К.Р., Мирзабаев А.М., Махмудов Т.Ф., Махкамов Т.А. Исследования малых колебаний в регулируемой электрической системе методом технологии вложения систем // Проблемы энерго- и ресурсосбережения. – 2015. – № 1-2. – С. 32–42.
- [3] Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М.: Высшая школа, 1985. – 537 с.
- [4] Буков В.Н. Вложение систем. Аналитический подход к анализу и синтезу матричных систем. – Калуга: Изд-во Н.Ф. Бочкаревой, 2006. – 720 с.
- [5] Мисриханов М.Ш. Инвариантное управление многомерными системами. – М.: Наука, 2007. – 284 с.
- [6] Anderson P.M., Fouad A.A. Power system control and stability. Second edition. – USA.: Wiley-interscience, 2003. – 664 p.
- [7] Аллаев К.Р., Мирзабаев А.М. Малые колебания электрических систем. – Т.: Fan va tehnologiylar, 2011. – 325 с.
- [8] Фазылов Х.Ф., Насыров Т.Х. Установившиеся режимы электроэнергетических систем и их оптимизация. – Ташкент: Молия, 1999. – 370 с.
- [9] Асанов А.З. Технология вложения систем и ее приложения. – Уфа: УГАТУ, 2007. – 227 с.

# Анализ влияния степени подробности имитационных моделей гидроагрегатов на результаты расчётов электромеханических переходных процессов в изолированных энергосистемах с преобладанием ГЭС

Б.В. Андранович, А.И. Курилкин, С.В. Прокопченко, И.В. Синянский

ОАО «НТЦ ЕЭС»  
Санкт-Петербург, Россия  
andranovich.bogdan@gmail.com

В связи с отсутствием достаточно мощных современных вычислительных программных комплексов и цифровой техники весьма длительное время расчёты электромеханических переходных процессов с учётом изменения частоты проводились с использованием упрощённых цифровых моделей теплосилового и гидротехнического оборудования электростанций. При этом инженерная практика выполнения указанных расчётов показывает, что во многих случаях применение таких моделей может приводить к получению некорректных результатов имитационного моделирования. В данной статье проведён анализ влияния степени подробности имитационных моделей гидроагрегатов на результаты расчётов электромеханических переходных процессов в изолированных энергосистемах с преобладанием ГЭС.

*Ключевые слова:* гидравлическая турбина, гидроудар, деривационная ГЭС, уравнительный резервуар, имитационная модель, электромеханические переходные процессы с учётом изменения частоты.

## Analysis of the influence of the hydraulic turbine simulation models on the results of the mathematical simulation of electromechanical transient processes considering frequency

Bogdan Andranovich, Aleksei Kurilkin, Sergei Prokopchenko, Ivan Sinianskii  
Joint Stock Company «Scientific and Technical Center of Unified Power System»  
Saint-Petersburg, Russian Federation  
andranovich.bogdan@gmail.com

**Background:** In the absence of powerful modern computer software systems and digital technology for a very long time calculations of electromechanical transients considering frequency variation were carried out using a simplified numerical models of heat and hydraulic power stations. This engineering calculations practice shows that in many cases the use of such models may lead to incorrect results of simulation. This article provides the analysis of the impact of the level of detail of simulation models of hydraulic units on the calculation results of electromechanical transients in isolated power systems with a predominance of hydroelectric power plants.

*Keywords:* hydro turbine, water hammer, diversion power plant, surge tank, simulation model, electromechanical transient processes.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Математическое моделирование и исследование электромеханических переходных процессов (ЭМПП) с учётом изменения частоты в электроэнергетических системах (ЭЭС), в составе которых преобладают гидроэлектростанции (ГЭС), является актуальной задачей для энергообъединений, работающих параллельно с крупными ЭЭС по слабым электрическим связям или изолированно от них. К таким энергосистемам относятся Кольская и Карельская ЭЭС, энергосистема Магаданской области, а также некоторые энергорайоны, относящиеся к объединённой энергосистеме Сибири.

В отличие от математических моделей, предназначенных для проведения гидравлических расчётов, математи-

ческие модели, предназначенные для исследования электромеханических переходных процессов, являются менее подробными и учитывают только те гидродинамические переходные процессы (ГПП), которые оказывают наибольшее влияние на характер протекания ЭМПП. Рассматриваемые ГПП условно можно разделить на две категории:

- быстрые переходные процессы, связанные с гидроударом;
- медленные переходные процессы, связанные с гравиационными колебаниями в системе «деривация – уравнительный резервуар».

Анализ современной русскоязычной научно-технической литературы в области электроэнергетики показал, что для проведения расчётов ЭМПП авторы, как

правило, предлагают использовать в качестве имитационных моделей гидравлических турбин математические модели с упрощённым учётом гидродинамических переходных явлений [1 – 3]. Тем не менее, как показано в данной статье, упрощённый учёт гидротехнического оборудования может приводить к получению некорректных результатов расчётов.

Целью данной статьи является анализ влияния степени подробности имитационных моделей на характер протекания рассматриваемых переходных явлений.

## II. ИССЛЕДОВАНИЯ ЭМПП С УЧЁТОМ ИЗМЕНЕНИЯ ЧАСТОТЫ В ИЗОЛИРОВАННЫХ ЭЭС С ГЭС

Исследования ЭМПП с учётом изменения частоты проводились на тестовой расчётной модели изолированной энергосистемы средней мощности «ЭЭС-1», в составе которой присутствуют две гидроэлектростанции, связанные между собой по электрической сети 220 – 500 кВ. Расчёты были выполнены с использованием ПВК *Eurostag*.

При проведении расчётов ЭМПП использовались следующие имитационные модели гидроагрегатов:

- модель с учётом наличия на ГЭС уравнивающего резервуара (*SURGETANK*);
- модель с учётом «упругого» гидравлического удара и точным вычислением гиперболических функций (*ELASTIC*);
- модель с учётом «упругого» гидравлического удара и разложением гиперболических функций в ряд до  $n = 2$  (*SIMPEL1*);
- модель с учётом «жёсткого» гидравлического удара (*HYDRTURB*);
- упрощённая линеаризованная модель (*HYDRSIM*).

Подробное описание указанных математических моделей приведено в [4 – 8].

Результаты расчётов электромеханических переходных процессов в изолированной энергосистеме с ГЭС при использовании различных имитационных моделей гидротурбин приведены на рис. 1 – 5. В качестве аварийного возмущения рассматривалось отключение нагрузки в ЭЭС объёмом 50 МВт в момент времени  $t = 400$  с.

Из осциллограмм, представленных на рис. 1, 3 и 5, видно, что в начале протекания ЭМПП в изолированной энергосистеме с ГЭС управляющие воздействия АРЧВ гидротурбин, направленные на изменение угла открытия направляющего аппарата  $\varphi_{откр}$ , приводят к противоположному по знаку изменению мощности гидроагрегата  $P_{турб}$ . Указанное обстоятельство обусловлено законами гидродинамики: в ограниченном объёме, заполненном жидкостью, изменение во времени расхода воды  $dQ/dt$  может происходить только в результате изменения разности давлений в граничных сечениях  $dP_{сеч}/dt$ , которая обратно пропорциональна противоположному по знаку изменению во времени напора  $dH/dt$ . В отличие от величины напора, изменение расхода воды не может произойти мгновенно из-за существенной инерционности потока [4]. Таким образом, при увеличении нагрузки гидротурбины в процессе регулирования частоты переменного тока в ЭЭС напор воды на ГЭС будет частично падать, обеспечивая ускоре-

ние потока воды через гидроагрегат. Так как мощность гидротурбины изменяется пропорционально произведению  $H$  и  $Q$ , то в первые моменты времени протекания переходного процесса увеличение  $\varphi_{откр}$  будет приводить к увеличению мощности гидроагрегата, что оказывает негативное влияние на процесс регулирования частоты в изолированных ЭЭС [2]. Указанный вывод справедлив для всех типов гидротурбин.

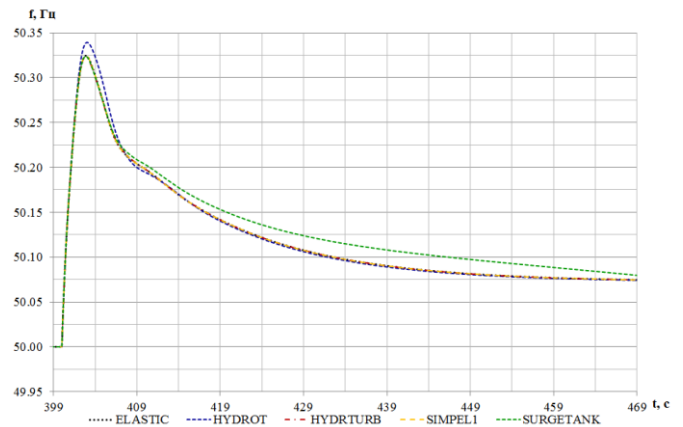


Рис. 1. Изменение частоты переменного тока в «ЭЭС-1» на интервале времени 80 с

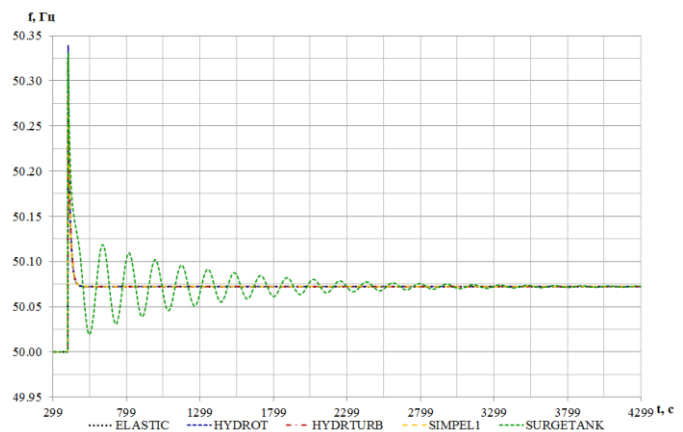


Рис. 2. Изменение частоты переменного тока в «ЭЭС-1» на интервале времени 4000 с

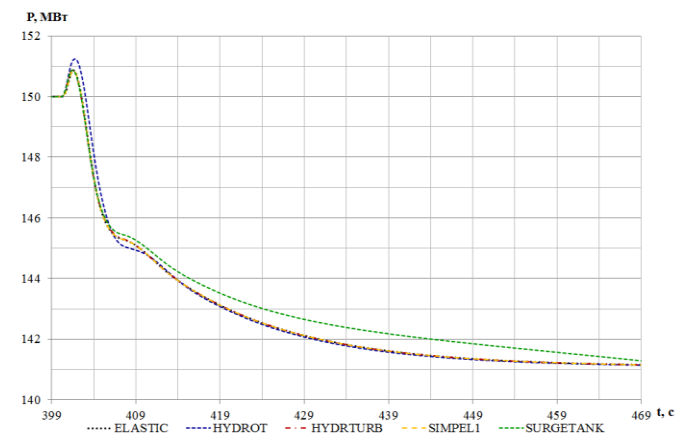


Рис. 3. Изменение мощности гидротурбин на интервале времени 80 с

Из осциллограмм, приведённых на рис. 2 и 4, видно, что с точки зрения характера протекания электромеханических переходных процессов отличительной особенностью изолированных энергосистем, в составе которых присутствуют деривационные ГЭС с уравнительными резервуарами, является возникновение колебаний параметров электрического режима ЭЭС с достаточно большим периодом. Причиной возникновения указанных колебаний являются гидродинамические переходные процессы, сопровождающиеся гравитационными колебаниями уровня воды в системе «деривация – уравнительный резервуар» [9]. В случае пренебрежения гидравлическими потерями на трение и наличия на ГЭС цилиндрического резервуара период рассматриваемых колебаний  $T_{\text{кол}}$  может быть вычислен по формуле [5]:

$$T_{\text{кол}} = 2\pi \cdot \sqrt{T_{\text{ур}} \cdot T_{\text{тун}}},$$

где  $T_{\text{ур}}$  – постоянная времени уравнительного резервуара;  $T_{\text{тун}}$  – постоянная времени деривационного тоннеля.

Значение  $T_{\text{кол}}$  может варьироваться в пределах от нескольких сотен до нескольких тысяч секунд в зависимости от геометрических характеристик уравнительного резервуара и деривационного тоннеля.

Результаты анализа влияния значений  $T_{\text{тун}}$  и  $T_{\text{ур}}$  на амплитуду колебаний параметров электрического режима «ЭЭС-1», обусловленных гидравлическими переходными процессами в резервуаре, представлены на рис. 6. Для удобства графического отображения результатов расчётов ЭМПП вариации постоянных времени  $T_{\text{тун}}$  и  $T_{\text{ур}}$  имитационных моделей типа *SURGETANK* были рассмотрены при различных небалансах активной мощности в «ЭЭС-1».

Анализ результатов проведённых исследований показал, что:

- увеличение постоянной времени  $T_{\text{ур}}$  приводит к снижению амплитуды колебаний параметров электрического режима гидрогенератора;
- увеличение постоянной времени  $T_{\text{тун}}$  приводит к увеличению амплитуды колебаний параметров электрического режима гидрогенератора.

Вернёмся к рис. 1. Из осциллограмм, приведённых на данном рисунке, видно, что результаты расчётов переходных процессов, полученные при использовании имитационных моделей типа *HYDRTURB*, *SIMPEL1* и *ELASTIC*, идентичны. Анализ результатов исследований ЭМПП в «ЭЭС-1», выполненных при вариации различных постоянных времени и небалансах, позволяет сделать аналогичный вывод. Из этого следует, что при проведении расчётов электромеханических переходных процессов, рассматриваемых в данной статье, усложнение имитационных моделей типа *HYDRTURB* путём более точного моделирования явлений гидроудара является нецелесообразным.

Также из осциллограмм, приведённых на рис. 1, видно, что в начале протекания ЭМПП с учётом изменения частоты кривые изменения параметров электрического режима, полученные при использовании упрощённой имитационной модели типа *HYDRSIM*, отличаются от кривых, полученных с использованием имитационных моделей типа *HYDRTURB*.

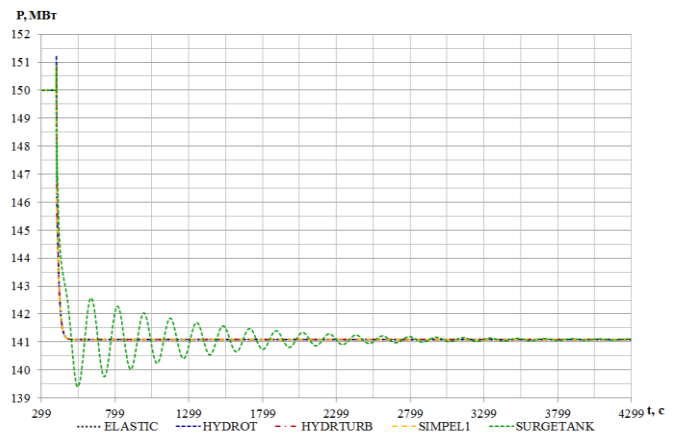


Рис. 4. Изменение мощности гидротурбин на интервале времени 4000 с

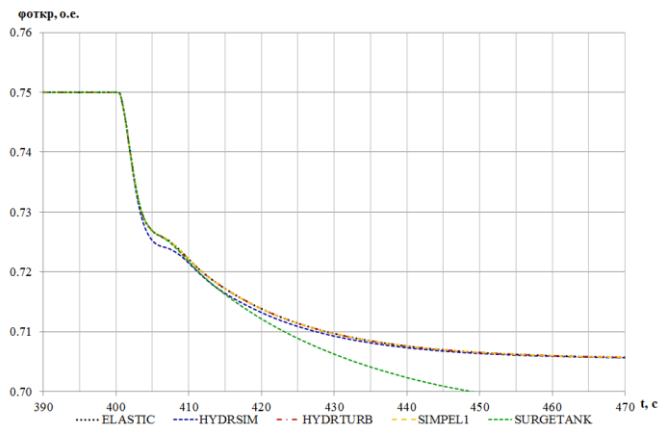


Рис. 5. Изменение угла открытия направляющего аппарата

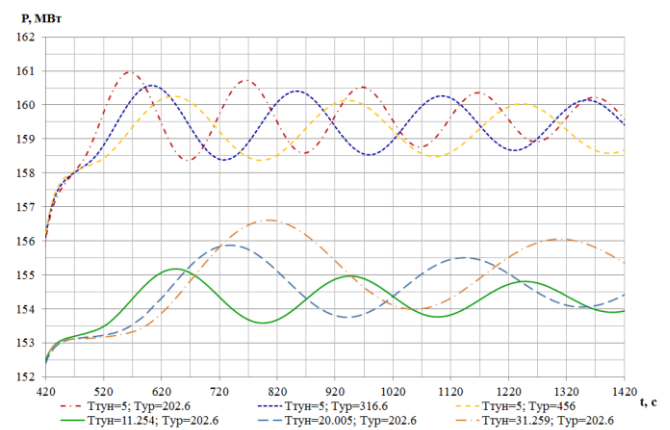


Рис. 6. Изменение мощности гидротурбины в процессе регулирования частоты переменного тока в зависимости от величин постоянных времени деривационного тоннеля  $T_{\text{тун}}$  и уравнительного резервуара  $T_{\text{ур}}$

Одни из первых математических моделей гидротурбин типа *HYDRSIM* появились в 40-х годах двадцатого века [6], при этом при разработке данных моделей уравнения динамического поведения гидроагрегатов линеаризовывались «в точке» [2, 4, 5]. Однако указанное допущение справедливо только при небольших отклонениях режимных параметров. Расчётная зависимость абсолютной

величины погрешности максимального отклонения частоты переменного тока  $\Delta f$  в «ЭЭС-1» от величины небаланса активной мощности  $\Delta P_{нб}$  при использовании имитационных моделей рассматриваемого типа приведена на рис. 7.

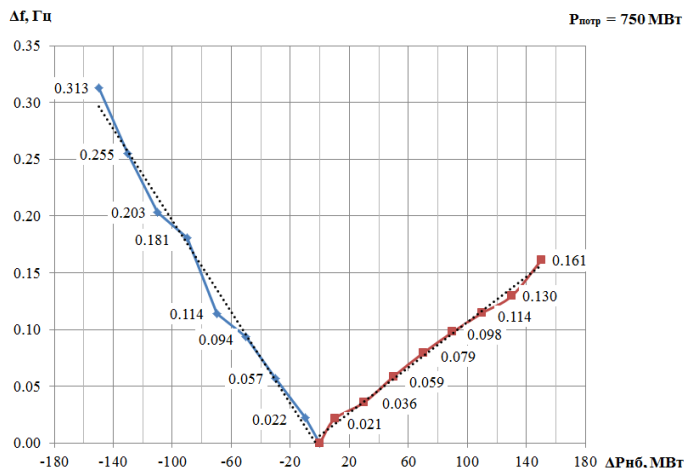


Рис. 7. Абсолютная погрешность максимального отклонения частоты переменного тока «ЭЭС-1»  $\Delta f$  от величины небаланса активной мощности  $\Delta P_{нб}$  при использовании имитационных моделей типа *HYDRSIM*

Из рис. 7 видно, что в случае представления гидравлической турбины в упрощённом линеаризованном виде погрешность результатов расчётов ЭМПП с учётом изменения частоты почти линейно зависит от величины  $\Delta P_{нб}$ .

Весьма длительное время необходимость представления гидравлической турбины в линеаризованном виде была обусловлена практическим отсутствием доступной компьютерной техники или недостаточностью её вычислительных возможностей. На данный момент указанные проблемы становятся всё менее актуальными, поэтому по результатам проведённых исследований возможно сделать вывод о том, что использование имитационных моделей турбинного оборудования типа *HYDRSIM* при проведении расчётов ЭМПП в изолированных энергосистемах является нецелесообразным.

### III. ВЫВОДЫ

- Применение упрощённых линеаризованных моделей гидротурбинного оборудования допустимо только при малых небалансах активной мощности в ЭЭС.
- Усложнение имитационных моделей гидротурбинного оборудования, учитывающих явление «жёсткого» гидроудара, путем перехода к моделированию явлений «упругого» гидроудара является нецелесообразным.
- На интервалах времени, существенно меньших периода гравитационных колебаний жидкости, допустимо пренебрежение математическими моделями деривационного водовода и уравнильных резервуаров.

### Список литературы

- [1] Меркурьев Г.В., Шаргин Ю.М. Устойчивость энергосистем. – СПб: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2008. – 376 с.
- [2] Стернинсон Л. Д. Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах. – М.: Энергия, 1975. – 216 с.
- [3] Лоханин Е.К. Методы расчёта и анализа стационарных и переходных режимов энергосистем. – М.: Энергосетьпроект, 2010. – 354 с.
- [4] Kundur P., Balu N.J., Lauby M.G. Power system stability and control. – New York; London: McGraw-Hill, 1994. – 1176 p.
- [5] Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies // Power Systems, IEEE Transactions on Power systems. – 1992. – Vol. 7(1). – P. 167–179.
- [6] Quiroga O.D., Riera J. Control models for hydroelectric power groups // SAAEI99, Madrid, Spain, 645–648 (1999) (in Spanish).
- [7] Lucero O., Helle B., Svingen T., Toftevaag K., Uhlen. Models of hydraulic systems in hydro power plants // Fremtiden er elektrisk, Nef Teknisk mate 2011, p.159–170.
- [8] Kishor N., Saini R.P., Singh S.P. A review on hydropower plant models and control // Renewable and Sustainable Energy Review 11 (2007), p. 776–796.
- [9] Муравьев О.А. Переходные процессы на ГЭС с уравнильными резервуарами: дис. ... д-ра техн. наук. – М., 2005.

# **Влияние пуска двигателей 6-10 кВ нефтеперекачивающих и газокompрессорных станций на токовую загрузку ЛЭП 110 – 220 кВ**

A.A. Антонов, С.Е. Калинин, М.М. Кузьмин  
ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ»  
Москва, Россия  
AndreyAntonov.mpei@gmail.com

При пуске синхронных двигателей 6-10 кВ насосных агрегатов (НА) на нефтеперекачивающих и газокompрессорных станциях в ЛЭП 110 – 220 кВ протекают увеличенные токи, которые могут вызвать перегрузку ЛЭП. Это, в свою очередь, может вызвать ложное срабатывание устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗ и ПА) либо ложный сигнал диспетчеру о необходимости ликвидации перегрузки ЛЭП. Необходимо разработать способы обнаружения пуска двигателей, которые позволят отличать пусковой режим от других аварийных ситуаций в энергосистеме.

Материалы и методы: математическое моделирование переходных процессов в программе EMTP-RV на основе уравнений Парка – Горева для синхронных машин. Верификация результатов математического моделирования по данным фактических замеров токов в ЛЭП. Исходными данными являлись электрические схемы, каталожные данные оборудования, телеизмерения токов, активной и реактивной мощности ЛЭП.

Разработана математическая модель для анализа пуска двигателей НА в программе EMTP-RV. Определены параметры схемы замещения синхронных двигателей и других элементов расчетной модели. Рассчитан и проанализирован пусковой режим синхронных двигателей при различных методах пуска. Получены кратность, длительность и форма кривой тока в ЛЭП.

Разработанная модель позволяет рассчитывать токи в сети 110 – 220 кВ при пуске мощных синхронных двигателей 6 – 10 кВ промышленных потребителей. По данным расчетов установлено, что пуск двигателей вызывает превышение уровня 80 % загрузки ЛЭП, питающих перекачивающие станции, это вызывает срабатывание сигнализации в SCADA-системах диспетчера энергосистемы. Продолжительность пуска двигателей не превышает 1-2 минут, что допустимо по условиям перегрузки ЛЭП. Результаты работы могут быть использованы при совершенствовании алгоритмов работы SCADA-систем диспетчера, при проверке отстройки устройств РЗ и ПА.

*Ключевые слова: синхронный двигатель, нефтеперекачивающая станция, газоперекачивающая станция, пуск двигателя, пусковой ток, загрузка ЛЭП.*

## **The effect of motors 6-10 kV start-up in oil pumping and gas compressor stations on current capacity of power transmission lines 110 – 220 kV**

A.A. Antonov, S.E. Kalinkin, M.M. Kuzmin  
National Research University “Moscow Power Engineering Institute”  
Moscow, Russia  
AndreyAntonov.mpei@gmail.com

Starting-up synchronous motors 6-10 kV of pumping units at oil pumping and gas compressor stations may increase currents in power transmission lines 110-220 kV up to line overloads. This in turn may cause malfunction of relay protection and emergency control system or false alarm to dispatcher for elimination of line overloads. It's necessary to develop detecting methods of motor start-ups which would enable to distinguish start-up procedures from other emergency accidents in power systems.

Materials and methods: mathematical simulation of electromagnetic transients by means of EMTP-RV software based on Park – Gorev equations for synchronous machines. Verification of mathematical simulation results by actual measurements of currents in power transmission lines. The initial data were electrical circuits, reference data of equipment, telemetry of currents, active and reactive power of transmission lines.

The mathematical model for analysis of motor start-ups was developed by means of EMTP-RV software. The parameters for equivalent circuits of synchronous motors and other elements of simulation model were established. Start-up mode of synchronous motors with different start-up methods was also calculated and analyzed. And in addition, a starting current ratio, a duration and a shape of current curve in power transmission lines were derived.

The developed model facilitates calculations of currents in power transmission lines 110-220 kV during start-up of powerful synchronous motors 6 - 10 kV of industrial consumers. The calculations show a motor start-up may cause an excess of 80% level load in power transmission lines which feed pumping and compressor stations, it will trigger the alarm in SCADA system of a dispatcher



controlling power system operating. The duration of motor starting doesn't exceed 1 - 2 minutes, what is permissible according to the terms of transmission line overload. The results can be used for improving of SCADA-systems algorithms and for checking of settings of relay protection and emergency control system devices.

**Keywords:** synchronous motor, oil pumping station, gas compressor stations, motor start-up, starting current, line overload.

## 1. ВВЕДЕНИЕ

Крупные синхронные двигатели (СД) широко применяются в системах электропривода насосных, компрессорных и вентиляторных установок. Так, на большинстве нефтеперекачивающих станций (НПС) магистральных нефтепроводов России в качестве привода насосов используются электродвигатели синхронного типа. Такие двигатели обладают существенными преимуществами: более высоким коэффициентом полезного действия (КПД) по сравнению с асинхронными машинами такой же мощности, меньшей зависимостью вращающего момента от подводимого напряжения, независимостью частоты вращения от нагрузки на валу электродвигателя, возможностью использования двигателя для компенсации реактивной мощности [1]. Однако существует ряд недостатков, один из существенных – использование прямого пуска двигателей без специальных пусковых устройств. По причине того, что в момент запуска двигателей токи в них могут достигать 4-6-кратного номинального тока статора, может ложно сработать релейная защита (РЗ) или противоаварийная автоматика (ПА), а также возможно чрезмерное срабатывание сигнализации в SCADA-системах диспетчера энергосистемы. Также пусковые режимы двигателей могут вызывать кратковременный провал напряжения в прилегающей сети (до 10 – 20 %) и превышение 80 %-го уровня загрузки линий электропередачи (ЛЭП), питающих перекачивающие станции.

## II. ОПИСАНИЕ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ

Для исследования пусковых режимов синхронных двигателей на нефтеперекачивающих и газокomppressorных станциях были использованы электрическая схема и исходные данные двигателей существующей НПС, понижающих трансформаторов подстанции 220 / 10 кВ и питающей сети 220 кВ.

Достаточно удобным инструментом исследования режимов работы данных электрических систем является программное обеспечение EMTP-RV, позволяющее проводить математическое моделирование переходных процессов в энергосистемах. Математические модели изучаемых объектов в ПО EMTP-RV являются эквивалентными реальным объектам энергосистемы. С целью анализа зависимостей величин от влияющих факторов варьировались начальные условия и параметры элементов математической модели.

В ходе исследования разработана математическая модель для расчета пуска синхронных двигателей НПС, рассматриваемые двигатели являются приводом магистральных нефтеперекачивающих насосов НПС. Конечная цель исследования – изучение вопроса влияния пусковых режимов двигателей НПС на режимные параметры питающей сети 110 – 220 кВ. Математическая модель состоит из следующих элементов (рис. 1):

- синхронный двигатель магистрального нефтеперекачивающего насоса;

- автомат регулирования возбуждения (АРВ) с тиристорной системой возбуждения;
- кабельная линия от шин 10 кВ закрытого распределительного устройства (ЗРУ), питающая синхронный двигатель;
- понижающий трансформатор подстанции 220/10 кВ;
- эквивалент энергосистемы, представленный источником ЭДС и внутренним активно-индуктивным сопротивлением;
- нагрузка, моделирующая недвижимую нагрузку НПС;
- воздушная линия, питающая НПС.

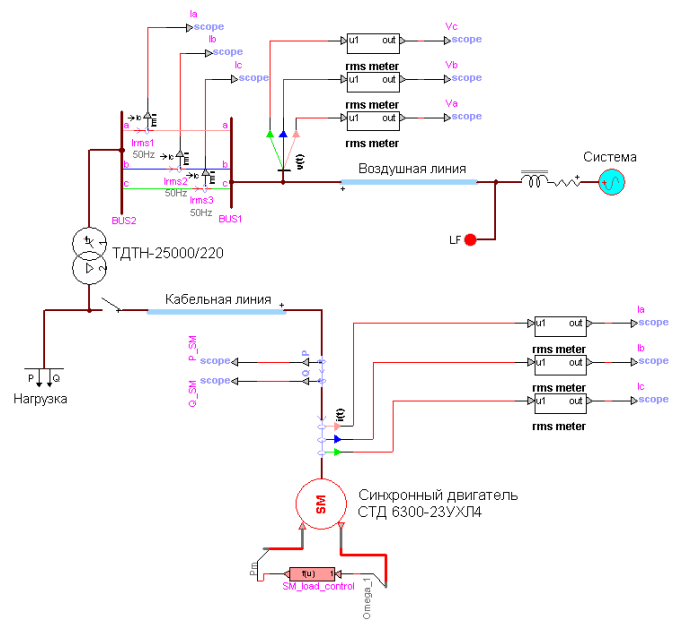


Рис. 1. Схема математической модели в программе EMTP-RV для исследования пуска синхронных двигателей 6 – 10 кВ НПС

В математической модели синхронный двигатель подключен через кабельную линию 10 кВ к шинам ЗРУ 10 кВ. Питание ЗРУ 10 кВ осуществляется от РУ 220 кВ через понижающий трансформатор мощностью 25 МВА подстанции 220/10 кВ. Подстанция НПС соединена с энергосистемой (более мощной узловой подстанцией) воздушной линией 220 кВ протяженностью 75 км. Шины 220 кВ узловой подстанции, от которой запитана подстанция НПС, приняты за энергосистему, уровень токов короткого замыкания на шинах узловой подстанции определяет в математической модели внутреннее сопротивление энергосистемы.

На основе каталожных данных оборудования (таблица) были определены параметры схемы замещения каждого элемента расчетной модели.



КАТАЛОЖНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ЭЛЕМЕНТОВ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ

<b>Синхронный двигатель</b>	Тип: СТД6300-23УХЛ $P_{\text{ном}} = 6300 \text{ МВт}; U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
<b>Кабельная линия</b>	$l = 1 \text{ км}; R_0/X_0 = 0,129/0,075 \text{ Ом/км}$
<b>Силовой трансформатор</b>	Тип: ТРДН-25000/220 $S_{\text{ном}} = 25 \text{ МВА}; n_{\text{тр}} = 230/11 \text{ кВ}$
<b>Воздушная линия</b>	Тип: АС-240-32 $l = 1 \text{ км}; R_0/X_0 = 0,118/0,435 \text{ Ом/км}$
<b>Система</b>	$U_c = 220 \text{ кВ}; I_k(3) = 10 \text{ кА}$
<b>Нагрузка</b>	$P_{\text{нг}} = 7 \text{ МВт}; \cos\varphi = 0,85$

III. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

При исследовании пусковых режимов были получены осциллограммы действующих значений тока в обмотках статора синхронного двигателя, мощность, потребляемая СД, и ток в ЛЭП на стороне 220 кВ. Из графиков следует, что пусковой режим мощных синхронных двигателей проходит скачкообразными колебаниями токов (рис. 2 – 4). На осциллограммах получен бросок тока статора СД (рис. 2, 3), максимальное значение превосходит номинальный ток в 2,7 раза, при этом длительность такого режима составляет 8,2 с. Во время пуска СД вследствие протекания пускового тока возможны провалы напряжения в большей степени на шинах ЗРУ 10 кВ и в меньшей степени – на шинах 220 кВ распределительного устройства (РУ) подстанции. Также видно, что потребляемая СД активная мощность (рис. 5) возрастает в несколько раз, при этом имея характерную пульсацию, пиковое значение которой превышает номинальное в 2,2 раза. Во время пуска двигателя на ротор действует знакопеременный разгоняющий момент, что сопровождается колебаниями тока статора.

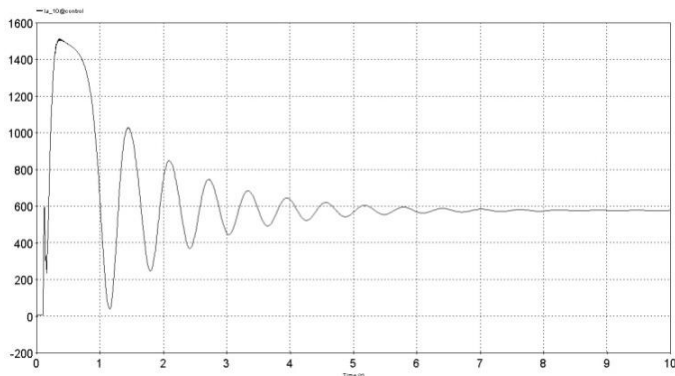


Рис. 2. Кривая действующего значения ток статора СД, А

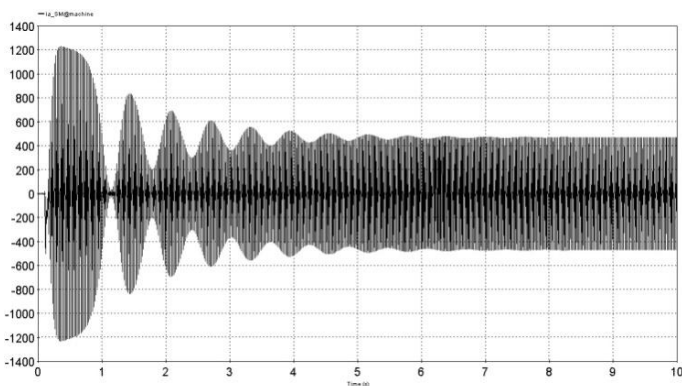


Рис. 3. Кривая мгновенного значения тока статора СД, А

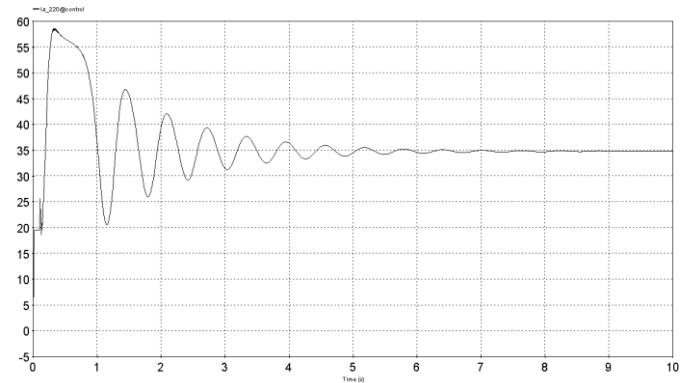


Рис. 4. Кривая действующего значения тока в ЛЭП 220 кВ, А

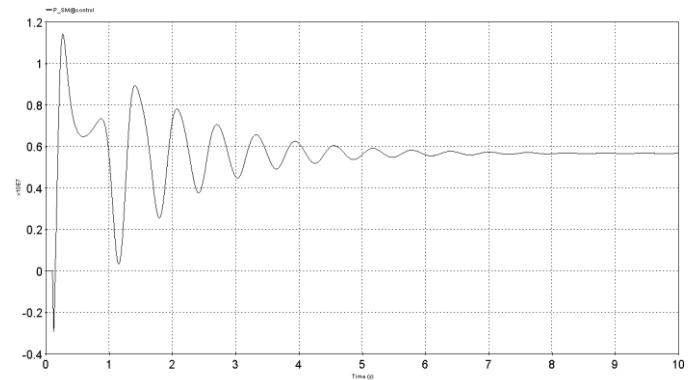


Рис. 5. Активная мощность, потребляемая синхронным двигателем, МВт

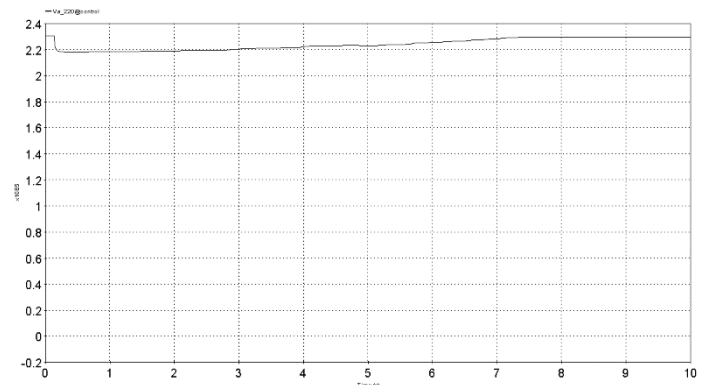


Рис. 6. Кривая действующего значения линейного напряжения воздушной линии 220 кВ

На рис. 6 представлена расчетная кривая напряжения в ЛЭП в зависимости от времени, на которой наблюдается провал напряжения, длящийся около 8,2 с. При этом снижение напряжения на шинах системы колеблется в пределах 5 % от номинального. После завершения пуска двигателя напряжение возвращается к номинальному значению.

Для снижения пусковых токов нередко используют пуск от пониженного напряжения. Например, при помощи переключения обмоток статора с треугольника в звезду, подключения двигателя к сети через понижающий автотрансформатор или включения в цепь обмотки статора активных и реактивных добавочных сопротивлений (резисторов, реакторов) [2]. При пуске от пониженного напряжения возрастает продолжительность пуска, так как у насосных агрегатов момент нагрузки на валу двигателя будет зависеть от длительности пуска. Следствием этого

может стать ухудшение условий синхронизации и увеличение нагрева обмотки ротора. Решением данной проблемы стало использование полупроводниковых приборов силовой электроники, нашедшей большое применение для смягчения условий пуска синхронных машин. К таким устройствам можно отнести устройства плавного пуска, регуляторы напряжения, преобразователи частоты и т.п. Как показывает практика, применение данных устройств помогает снизить ударные токи в обмотках статора двигателей, что способствует исключению гидравлических ударов в трубопроводах: снижается пиковое давление на трубы, нагрузка и соединительные муфты, фланцы и другие монтажные конструкции [3].

Также на основе разработанной математической модели было проанализировано влияние электрической удаленности системы на длительность пуска синхронного двигателя. Получена зависимость длительности пуска двигателя от сопротивления системы (рис. 7) при изменении параметров системы – уровня токов КЗ на шинах системы. Длительность пуска двигателя несущественно уменьшается при уменьшении электрической удаленности системы (рис. 7).

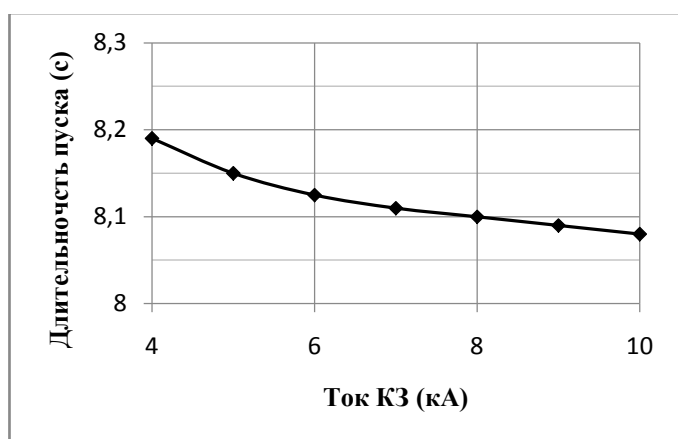


Рис. 7. Зависимость длительности пуска СД от тока КЗ энергосистемы

В расчетной модели было выполнено моделирование одновременного пуска двух двигателей НПС мощностью 6,3 МВт. В результате установлено, что пуск двух двигателей является неуспешным, так как остаточное напряжение на шинах ЗРУ 10 кВ оказывается менее  $0,7U_{ном}$ . Таким образом, питающие сети 220 кВ и трансформаторы подстанции НПС не рассчитаны на одновременный пуск двух синхронных двигателей, двигатели на НПС необходимо запускать последовательно.

Пуск двигателей в зависимости от применяемого пускового устройства может длиться до 1-2 минут. Для предотвращения чрезмерной сигнализации о перегрузке ЛЭП 220 кВ, питающих газоконденсаторные и нефтеперекачивающие станции, в SCADA-системах диспетчеров энергосистемы необходимо блокировать сигнализацию введением задержки сообщения о перегрузке не менее 60 с. Указанные рекомендации следует применять для избранных ЛЭП, питающих потребителей с мощными синхронными двигателями.

#### IV. ВЫВОДЫ

Проведен анализ пускового режима синхронных двигателей нефтеперекачивающей станции в расчетной модели при помощи программы EMTP-RV, в результате было установлено следующее.

1. При пуске мощных двигателей 6-10 кВ насосных агрегатов на нефтеперекачивающих и газоконденсаторных станциях в ЛЭП 110 – 220 кВ возникают кратковременные перегрузки, но они непродолжительны, поэтому допустимы по условиям нагрева ЛЭП в нормальном режиме.

2. При одновременном пуске одного двигателя максимальное значение пускового тока синхронного двигателя НПС не превосходит трехкратного номинального тока. При этом длительность пускового режима составляет около 8 с.

3. Одновременный пуск двух двигателей НПС мощностью 6,3 МВт является неуспешным. Синхронные двигатели НПС необходимо запускать последовательно во времени, одновременный пуск двух двигателей не допустим.

4. Прямой пуск двигателя является наиболее тяжелым по сравнению с пуском через специальные пусковые устройства (например, с использованием тиристорного пускового устройства или токоограничивающего реактора).

5. Пусковые токи двигателей при использовании пусковых устройств снижаются на 30-40 % по сравнению с токами при прямом пуске, в этом случае влияние пускового режима двигателей на питающую сеть 220 кВ будет менее значимым.

6. Для снижения пускового тока пуск синхронных двигателей 6 – 10 кВ производят от пониженного напряжения сети, при этом пусковой ток снижается до 1,5-2-кратного значения.

7. Изменение удаленности системы несущественно влияет на длительность пускового режима.

8. Для предотвращения чрезмерной сигнализации о перегрузке ЛЭП 220 кВ в SCADA-системах диспетчеров энергосистемы необходимо блокировать сигнализацию SCADA-системы введением задержки появления сообщения о перегрузке не менее 30 с.

9. Для предотвращения ложного срабатывания РЗ и ПА в энергосистемах необходимо отстраивать устройства РЗ и ПА от пусковых режимов мощных синхронных двигателей 6 – 10 кВ по кратности пускового тока и продолжительности пуска.

#### Список литературы

- [1] Михалев С.В. Системы поддержания устойчивости работы синхронных электродвигателей 6-10 кВ. – СПб., 2014. – С. 3–5.
- [2] Кацман М.М. Справочник по электрическим машинам: учебное пособие для студентов образовательных учреждений среднего профессионального образования. – М.: Академия, 2005. – С. 255–258.
- [3] Дадабаев Ш.Т. Обзор и оценка способов управления насосными установками // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2013. – № 12.28.

# Разработка перспективного планирования энергосистемы на основе сравнительного анализа различных методов прогнозирования энергопотребления

И.С. Бабанова

Санкт-Петербургский горный университет  
Санкт-Петербург, Россия  
irina\_babanova@mail.ru

Для разработки перспективного планирования развития энергосистем, заключающихся в решении задач технологического управления, возникает потребность выполнения прогнозирования графиков электрических нагрузок. Повышение точности прогноза энергопотребления способствует как экономии энергоресурсов, так и увеличению эффективности работы и прибыли электросетевых компаний. В работе поставлена и решена задача прогнозирования энергопотребления для электросетевой компании с помощью традиционных методов и методов искусственного интеллекта (искусственные нейронные сети) для кратко-, средние и долгосрочных временных интервалов. Разработанный алгоритм прогнозирования позволяет получить прогнозное значение со средней относительной ошибкой, не превышающей 1 %, с учетом переобучения искусственной нейронной сети (ИНС). Использование таких моделей позволило снизить величины ошибок для электрической нагрузки в кратко- и среднесрочном периодах в целях повышения эффективности оперативно-технологического управления режимами энергосистемы и перспективного планирования ее развития. Снижение ошибки прогноза позволит электросетевым компаниям уменьшить дополнительную плату за электропотребление, вызванную неточностью прогнозирования.

*Ключевые слова: методы прогнозирования, нейросетевое моделирование, алгоритм обратного распространения ошибки, искусственные нейронные сети (ИНС), алгоритм обучения, архитектура и тип нейронной сети.*

## Development long-term planning of the power system based on comparative analysis of various methods for forecasting energy consumption

I.S. Babanova

Saint-Petesburg mining university  
Saint-Petersburg, Russian Federation  
irina\_babanova@mail.ru

There is a requirement to predict graphs of electrical loads for the development of forward planning of development of energy systems, namely to solve the problems of process control. Improving the accuracy of forecasts of energy consumption contributes to both energy savings and increase efficiency and profits, respectively, the power grid enterprises. The developed prediction algorithm provides a predictive value with an average relative error not exceeding 1 % with retraining of the ANN. The obtained neural network models have allowed us to reduce the error value to the electrical load in the short to medium term in order to improve the efficiency of operational and technological management modes of the power system and future planning of its development.

*Keywords: forecasting methods, neural network modeling, algorithm backpropagation, artificial neural network (ANN), the learning algorithm, architecture, and the type of neural network.*

### 1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

Эффективность мероприятий по управлению энергопотреблением, качество планирования и экономичность режимов работы энергосистемы определяются достоверностью составления прогноза. Повышение точности прогноза энергопотребления способствует как экономии энергоресурсов, так и увеличению эффективности работы и прибыли электросетевых предприятий. Прогнозирование энергопотребления представляет собой сложный многоэтапный процесс, результаты которого могут использоваться для формирования рациональной стратегии развития энергетики как страны в целом, так и отдельных её

субъектов в частности. Отклонение фактического графика от планового в большую или меньшую сторону приводит к дополнительным затратам на выкуп недостающих объемов электроэнергии. В результате энергосбытовая компания несет финансовые потери на оптовом рынке электроэнергии, что негативно сказывается на экономической эффективности компании [1].

Цель исследования – проведение сравнительного анализа традиционных методов прогнозирования и методов искусственного интеллекта годового приема электрической энергии по параметру ошибка отклонения прогноза на основе принципов создания перспективного планиро-

вания энергосистемы, а также прогнозирование электрической нагрузки для подстанции.

В исследовании анализировались следующие методы и модели: сезонная декомпозиция временного ряда, построение мультипликативной модели с последующей сезонной корректировкой, модель ARIMA (авторегрессии и проинтегрированного скользящего среднего), различные модели искусственных нейронных сетей (RFB, линейная, MLP). Для составления модели прогнозирования выбран программный продукт MATLAB, в состав которого входит модуль Neural Network Toolbox, позволяющий работать с ИНС. Для оценки показателей ИНС использовалась программа Statistica.

## II. СОСТАВЛЕНИЕ БАЗЫ ДАННЫХ. ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

В рамках проведенного исследования было принято решение для прогнозирования энергопотребления использовать статистику потребления за предыдущие периоды, а также температурные и погодные факторы на день составления прогноза. Вычислительные эксперименты показали, что для различного интервала прогнозирования (оперативный, средне- и долгосрочный) необходимо иметь различную обучающую выборку. При создании моделей использованы данные об энергопотреблении за пять последних лет, в период с 2006 по 2011 гг. включительно [2]. Также на данном этапе исследования была составлена база данных по метеоусловиям: температуре окружающей среды, освещенности, а также был включен дополнительный параметр, учитывающий «статус» дня (рабочий или выходной день). Дополнительно проведен опрос экспертов-энергетиков, по которому была составлена таблица факторов, влияющих на энергопотребление.

## III. ПРОБЛЕМА ПОДБОРА ОКНА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

Один из подходов к задаче прогнозирования основан на предположении зависимости прогнозируемых от предыдущих значений временного ряда. Теоретическим обоснованием такого подхода является теорема Такенса: если временной ряд порождается динамической системой, т.е. значения  $\{A(t)\}$  есть произвольная функция состояния такой системы, существует такое число  $n$ , что  $n$  предыдущих значений временного ряда однозначно определяют следующее значение.

Для определения размеров входного окна НС существует метод box-counting, который позволяет избежать перебора этого параметра при разработке нейронной сети. Методика основана на подсчете числа заполненных ячеек, на которые разбивается пространство признаков. Признаками являются значения временного ряда. Далее оценивается кросс-энтропия для значений отрезка временного ряда  $X_t = (x_t, x_{t-1}, \dots, x_{t-n})$  по формуле

$$I(X_t, X_{t+1}) = \lg \frac{N_{x_{t+1}} N_{x_t}}{N_{x_{t+1}, x_t}}, \quad (1)$$

где  $N$  – количество заполненных ячеек для отрезка временного ряда;  $n$  – размер входного окна. Выбирается то значение  $n$ , при котором значение энтропии стабилизируется.

Реализация данного алгоритма позволяет рассчитать размер окна без подбора его значения во время обучения

НС. Для ускорения алгоритма размеры  $\epsilon$  берут кратными 2, то есть масштаб разрешения измеряется в битах.

## IV. МУЛЬТИПЛИКАТИВНАЯ МОДЕЛЬ С ПОПРАВКОЙ НА СЕЗОННОСТЬ

Применение мультипликативной модели с поправкой на сезонность осуществлялось по формуле

$$Y_t = T_t \cdot C_t \cdot S_t \cdot E_t, \quad (2)$$

где  $Y_t$  – уровни временного ряда;  $T_t$  – трендовая составляющая;  $S_t$  – сезонная компонента;  $C_t$  – циклическая компонента;  $E_t$  – случайная компонента.

Дальнейшее применение сезонной декомпозиции временного ряда позволило выделить компоненты: трендовую, сезонную, циклическую и нерегулярную. Была выбрана мультипликативная модель с поправкой на сезонность. Оценка достоверности прогноза показала, что полученные отклонения прогнозных данных от фактических не превышают 3,8 %, что говорит о достаточно высокой точности метода трендового прогнозирования и учета сезонных колебаний. Ценностью выполнения декомпозиции временного ряда является возможность выделить, рассмотреть и проанализировать отдельные компоненты последовательности. Однако применение этого метода распространяемо на короткий промежуток времени (до двух кварталов).

## V. МОДЕЛИ ARIMA И SARIMA

Построение линейной ARIMA и SARIMA состоит в определении параметров  $a_1, \dots, a_p$ ;  $b_1, \dots, b_q$ ;  $a_1, \dots, a_p$ ;  $b_1, \dots, b_q$  следующей модели потребляемой мощности  $P$  по формуле

$$\Delta^d P_t = c + \sum_{i=1}^p a_i \Delta^d P_{t-i} + \sum_{j=1}^q b_j \varepsilon_{t-i} + \varepsilon_t + \sum_{i=1}^p A_i \Delta^D P_{t-i-lag} + \sum_{j=1}^Q B_j \varepsilon_{t-i-lag}, \quad (3)$$

где параметры  $p, d, q, P, D, Q$  и lag считаются заданными (из предварительного Фурье-анализа и др.). Результаты полученных моделей ARIMA и формул прогноза на 2012 г. с относительными ошибками: ARIMA (0,1,1) (0,1,1) – 2,17 %; ARIMA (1,1,1) (1,1,1) – 2,26 %; ARIMA (0,1,1) (1,1,1) – 2,24 %.

Исследование нескольких моделей на основе получения формул прогноза на год вперед, проведение анализа автокорреляционной функции (АКФ) и частной автокорреляционной функции (ЧАКФ), а также проверка адекватности модели на соответствие распределения случайной компоненты нормальному закону распределения, независимости значений уровней случайной последовательности, т.е. отсутствие существенной автокорреляции, позволили выбрать наилучшую модель ARIMA (0,1,1) (0,1,1) предсказания приема электроэнергии на год вперед, относительная ошибка которой составила 2,17 %. Найденные верхний и нижний доверительные интервалы исследуемой величины могут быть использованы в целях принятия управленческих решений для деятельности электросетевой компании, в частности для прогнозирования заявок по филиалам.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ

Архитектура сети	Отношение ст. откл.	Корреляция Спирмена	Производительность обучения / Контрольная производительность	Примечание
RBF 12-24-1	0,283344	0,959119	0,952275 / 0,927166	Плохо экстраполирует данные, большое время обучения
Линейная 12-1-1	0,145633	0,989776	0,962275 / 0,927166	Прогноз редко бывает линейной зависимостью
MLP 12-8-1	0,148087	0,989178	0,964504 / 0,936889	Требует «тонкой» настройки, выбор окна прогнозирования

## VI. ИСКУССТВЕННЫЕ НЕЙРОННЫЕ СЕТИ

Для решения задачи прогнозирования приема электроэнергии анализировались различные модели искусственных нейронных сетей (ИНС): радиально-базисная функция RFB, линейная сеть, многослойный персептрон MLP. В исследовании нейросетевого алгоритма были проанализированы следующие модели: сравнительный анализ сетей MLP, RFB, линейные сети (18 моделей); анализ моделей MLP с разными окном прогнозирования (30 моделей); анализ MLP с разными видами активации нейронов в скрытых слоях (35 моделей); анализ MLP с разным количеством нейронов в скрытых слоях на относительную ошибку обобщения (50 моделей).

Из полученного множества нейронных сетей были выбраны основные, имеющие наилучшие статистические показатели: среднее значение целевой выходной переменной; среднеквадратичное отклонение целевой выходной переменной; среднюю ошибку выходной переменной (остаток между целевой и реальной выходной переменной); среднюю абсолютную ошибку (разница между целевой и реальной выходной переменной); отношение стандартного отклонения ошибки к стандартному отклонению данных; коэффициент корреляции Спирмена, вычисленный между целевым вектором и реальным выходным вектором [3].

Сравнительный анализ работы различных типов сетей по прогнозированию по основным статистическим критериям показан в таблице.

По таблице видно, что наилучшими показателями обладают линейная сеть и сеть типа многослойный персептрон. Однако с учетом того, что очень редко при решении задачи прогнозирования встречается линейная зависимость, выбор падает на сеть MLP. Данная модель позволяет прогнозировать среднесуточное потребление электроэнергии с погрешностью, близкой к погрешности автоматизированной измерительной системы, с помощью которой регистрируется величина сальдо перетоков электроэнергии на границе ответственности электросбытовой компании, что также подтверждается проведенными экспериментами.

Применение ИНС способно обрабатывать непрерывно не только большое количество параметров, но и учитывать разнородную информацию о текущих и прогнозируемых режимах функционирования объекта. MLP 12-8-1

с функцией активации гиперболический тангенс дает лучшие прогнозные значения: максимальное значение квартальной ошибки составляет для 2 квартала 1,228 %, минимальное для 4 квартала не превышает 0, 228 %.

Для прогнозирования электрической нагрузки на примере подстанции Краснодарского края был разработан нейросетевой алгоритм. Дополнительно был проведен анализ чувствительности к входным данным (ретроспективный анализ).

Анализ чувствительности позволил выделить ключевые переменные (предыдущие данные мощности, средняя температура, статус дня), без которых анализ невозможен, и идентифицировать те, которые можно без ущерба исключить из рассмотрения. Ранжирование заключается в простой сортировке переменных по таким отношениям. Наименьшая относительная ошибка получена для ИНС с учетом выбранного прогнозного окна и факторов: средней температуры, статуса дня. Были проанализированы ошибки отклонения прогноза для следующих типов архитектур ИНС с учетом прогнозного окна и функции активации (MLP 12-6-1-тангенс, MLP 12-8-1 логистическая, MLP 12-8-1 экспонента, MLP 12-6-1 синус, MLP 2-9-1 ( $n = 2$ ), MLP 4-8-1 ( $n = 4$ ), MLP 8-12-1 ( $n = 8$ )).

## VII. ВЫВОДЫ

Выполнен сравнительный анализ классических методов и нейросетевых алгоритмов в задачах кратко-, средне- и долгосрочных интервалов прогнозирования. Показано, что ошибка прогнозирования нейросетевого алгоритма меньше, чем при решении данной задачи классическими методами, с учетом корректировки и поправки на сезонность.

Выявлены более значимые параметры модели ARIMA, такие как параметр скользящего среднего и сезонный параметр скользящего среднего, которые значительно влияют на качество ошибки прогнозирования исследуемой величины. Построение прогнозов с помощью мультипликативной модели, а затем с последующей сезонной корректировкой позволили выделить компоненты временного ряда: трендовую, сезонную, циклическую и нерегулярную. Однако применение этого метода распространяемо на короткий промежуток времени (до двух кварталов).

Сравнительный анализ различных методов прогнозирования приема электроэнергии на год вперед показал,

что лучшие прогнозные модели наблюдаются для ИНС с учетом рассчитанного прогнозного окна  $n = 12$ . MLP 12-8-1 с логистической функцией активации в скрытом слое дает лучшие прогнозные значения: квартальная ошибка составляет для 2 квартала 1,228 % (максимальная), для 4 квартала не превышает 0,228 % (минимальная).

Проблема адаптации для ИНС показала, что большое значение для составления прогноза играют различные факторы. Наименьшая MAPE составила для ИНС 2,3 % с учетом выбранного прогнозного окна и факторов: средней температуры, статуса дня, предыдущие данные прогнозируемой величины.

Сравнительный анализ показал, что построение многослойного перцептрона MLP с учетом факторов дает лучшие результаты, чем просто построение прогноза на основе данных из предыстории ряда. Относительная ошибка нейронной сети составила 2 % с учетом факторов, влияющих на энергопотребление.

Установлено, что при решении задачи краткосрочного прогнозирования электрической нагрузки с помощью нейросетевого алгоритма, в котором использовались различные методы обучения искусственных нейронных сетей, наилучшие результаты показал метод обратного распространения ошибки, при этом абсолютная погрешность модели прогнозирования на суточном интервале не превысила 0,91 %, на недельном – 1 %.

Результаты для внутрисуточного прогнозирования: средняя относительная ошибка лучшей нейронной сети

типа MLP 48-16-1, функция активации нейронов – гиперболический тангенс, составила 0,908 %

Наименьшая погрешность для недельного прогнозирования составила 1,01 % для понедельника, наибольшая – 1,89 % для субботы (типа MLP 48-24-1, функция активации нейронов – гиперболический тангенс). Достигается минимизация ошибки прогнозирования при использовании небольшого объема ретроспективной информации.

### Список литературы

- [1] Абрамович Б.Н., Бабанова И.С. Разработка перспективного планирования энергосистемы на основе создания модели искусственной нейронной сети // Материалы 11-й Междунар. науч. школы молодых ученых и специалистов, 24-28 ноября 2014 г. – М: ИПКОН РАН, 2014 – 388 с.
- [2] Абрамович Б.Н., Бабанова И.С. Применение искусственных нейронных технологий в процессе преподавания дисциплин электротехнического цикла // Современные образовательные технологии в преподавании естественно-научных и гуманитарных дисциплин: сборник научных трудов 2-й Междунар. науч.-метод. конф., 09-10 апреля 2015 г. / «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный». – СПб., 2015. – С. 229–234.
- [3] Бабанова И.С. Разработка перспективного планирования энергосистемы с применением искусственных нейронных сетей // Материалы молодежной конференции по надежности, безопасности и эффективности энергетических систем, поиск инновационных решений : Сборник тезисов докладов 3-го Междунар. энергетич. форума. – СПб., 2015. – С. 49.

# Разработка модели искусственной нейронной сети в целях управления и прогнозирования режимов энергопотребления предприятий минерально-сырьевого комплекса

И.С. Бабанова, Д.А. Устинов  
Санкт-Петербургский горный университет  
Санкт-Петербург, Россия  
irina\_babanova@mail.ru, bescheiden@rambler.ru

Управление и прогнозирование режимов энергопотребления является одной из актуальных проблем для предприятий минерально-сырьевого комплекса. Одной из наиболее весомых затрат является оплата стоимости электроэнергии. Актуальность выбора оптимальной ценовой категории (ЦК) на оплату электроэнергии, а также применение потребителей-регуляторов способствует снижению нагрузки предприятия в часы максимума энергосистемы, обеспечивая как снижение потерь электроэнергии в электрических сетях предприятия и энергосистемы, так и снижение основной платы за электроэнергию, а также создание благоприятного режима работы энергосистемы в наиболее напряженный период суток. Выполнен анализ эффективности регулировочных мероприятий по снижению потребления электрической энергии, ограничению потребляемой мощности в часы пиковых нагрузок и переносу электропотребления в зону суток с минимальной оплатой; построены совмещенные графики активной и реактивной мощности; проведен расчет одно- и двухставочных тарифов на оплату электроэнергии и показана оценка эффективности по различным ЦК (3-6 ЦК). Предложен алгоритм прогнозирования энергопотребления на месяц вперед на основе использования ИНС для выбора оптимальной ЦК, где необходимо выполнять планирование.

*Ключевые слова: управление энергопотреблением, тариф на электроэнергию, ценовая категория, потребители-регуляторы, искусственные нейронные сети (ИНС), алгоритм обратного распространения ошибки.*

## Development the model artificial neural network for the purpose of control and forecasting of modes of energy consumption of the enterprises of mineral resources complex

I.S. Babanova<sup>1</sup>, D.A. Ustinov<sup>2</sup>  
<sup>1,2</sup>Saint-Petesburg mining university  
Saint-Petersburg, Russian Federation  
irina\_babanova@mail.ru, bescheiden@rambler.ru

Control and forecasting of modes of energy consumption is one of the relevant problems for the enterprises of mineral resources complex. One of the most significant costs is the payment of the cost of electricity. The relevance of choosing the optimal price categories (PC) for the payment of electricity and the application of consumers-regulators reduces the electrical load of the enterprise in the peak hours of the power system, thereby reducing losses of electricity in electric networks of the enterprise and energy system. Analysis of the effectiveness of the adjustment measures to reduce the consumption of electrical energy and limit power consumption during peak loads has been investigated. Calculated one- and two-part tariffs for electric power payment, performance evaluation for various PC calculated. The algorithm for predicting energy consumption for the month ahead based on the use of ANN (to select the optimal PC was proposed.

*Keywords: energy management, electricity tariff, price category, consumers-regulators, artificial neural networks (ANN), algorithm back propagation.*

### 1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

Проведение регулировочных мероприятий по снижению потребления электрической энергии и ограничению потребляемой мощности в часы пиковых нагрузок в условиях работы предприятий минерально-сырьевого комплекса (МСК) является актуальным вопросом повышения как экономической, так и энергетической эффективности работы ТЭК РФ. На МСК накладываются определенные ограничения, с одной стороны, являясь участниками рынка электроэнергии и мощности, они должны соблюдать ряд требований, определяемых на основании законода-

тельной базы России [1] и регулирующих рынок электроэнергии, с другой – стремиться к минимизации расходов, связанных с покупкой электроэнергии за счет правильного выбора ЦК и тарифа на электроэнергию. Если для населения и приравненных к нему категорий потребителей тарифы на электроэнергию фиксированы в течение года и имеют в пределе три составляющие (пиковая зона, полупиковая и все остальное время суток), для юридических лиц ситуация существенно более сложная, и выбирать тариф из шести ЦК для расчетов, согласно законодательству, обязан сам потребитель. Согласно законодательству РФ, для юридических лиц существует шесть ЦК свободных (нерегулируемых) цен на электроэнергию и мощ-

ность [2]. Внутри каждой ЦК оплаты электроэнергии существует разделение потребителей по максимальной мощности энергопринимающих устройств, а также уровню питающего напряжения.

Цель исследования – повышение энергоэффективности предприятий МСК на основании рационального выбора тарифа на электроэнергию и ЦК с последующей разработкой интеллектуальной системы прогнозирования энергопотребления. Расчеты выполнены на примере горного и нефтегазодобывающего предприятий (НГДП), графики активной и реактивной мощности рассматривались для ряда подстанций с целью выявления графика типичной нагрузки.

## II. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ И ПОКАЗАТЕЛИ ДЛЯ РАСЧЕТОВ ПО ЦК

Основные задачи исследования:

- анализ эффективности совмещения графиков электрических нагрузок НГДП в часы пиковых и внепиковых нагрузок;
- анализ выбора оптимальной ЦК при формировании графиков электрических нагрузок при управлении потребителями-регуляторами в часы максимальной нагрузки энергосистемы;
- сравнительный анализ расчета одно- и двухставочных тарифов на оплату электроэнергии для различных ЦК;
- разработка интеллектуальной системы прогнозирования энергопотребления с применением ИНС для выбора рациональной ЦК и тарифа на электроэнергию.

Рассматривались основные факторы, влияющие на выбор решения по ЦК на электроэнергию для НГДП: определение подгруппы потребителя по мощности (III, мощность 670 кВт – 10 МВт; исключение из рассмотрения I и II ЦК); анализ нагрузки суточного, недельного и планируемого месячного графика (расчет основных показателей для анализа графиков электрической нагрузки); расчет цены 1 МВт · ч по ЦК (учет особенностей ЦК и составляющих на электроэнергию: покупка на ОРЭМ, тариф за услуги по передаче; сбытовая надбавка ГП, оплата услуг инфраструктурных организаций), проведение сравнительного анализа стоимости электроэнергии по разным категориям; сравнение одно- (III и V) и двухставочных (IV и VI) тарифов. Основные показатели для расчетов по ЦК приведены в таблице.

ПОКАЗАТЕЛИ ДЛЯ РАСЧЕТОВ ПО ЦК

№	Определение показателей
1	Определение покупки электроэнергии на ОРЭМ, МВт · ч, и ее стоимость, руб.
2	Расчет объема, МВт · ч, и стоимости небаланса рынка на сутки вперед (РСВ), руб.
3	Отклонение электроэнергии, МВт · ч (превышение факта над планом, небаланс БР), и ее стоимости, руб.
4	Расчет сбытовой надбавки ГП, МВт · ч, и ее стоимости, руб.
5	Расчет объема, МВт · ч, и стоимости инфраструктурных платежей, руб. (АТС, СО, ЦФР)
6	Расчет объема, МВт · ч, и стоимости за транспорт электроэнергии, руб. (одноставочный тариф)
7	Расчет объема, МВт · ч, и стоимости, руб., покупки мощности на ОРЭМ
8	Расчет объема, МВт · ч, и стоимости сбытовой надбавки ГП, руб.
9	Расчет объема, МВт · ч, и стоимости за транспорт, руб. (ставка за содержание)

## III. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СОВМЕЩЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК. КООРДИНАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Анализировались профили и показатели графиков нагрузок по активной и реактивной мощности ( $P_{max}$ ,  $P_{min}$ ,  $P_{cp}$ ,  $P_{cp,кв}$ ,  $K_{ф}$ ,  $K_{зап}$ ,  $K_{рав}$ ). Эффективность совмещения электрических нагрузок электроподстанций в часы пиковых нагрузок энергосистемы можно охарактеризовать величиной снижения совмещенного максимума по сравнению с арифметической суммой контролируемых максимумов. Такой факт объясняется несовпадением во времени максимумов нагрузки отдельных ПС и теоретически обосновывается с применением центральной предельной теоремы теории вероятностей. Были получены типичные графики нагрузки для ряда ПС НГДУ.

На уровне НГДУ достигается значительный эффект, в то время как совмещение максимумов по отдельным подстанциям в большинстве случаев дает незначительный эффект. Найденный совмещенный максимум на 5184 кВт меньше, чем арифметическая сумма максимумов отдельных электроподстанций, что соответственно позволяет уменьшить оплачиваемую НГДУ активную мощность. Координация электрических нагрузок предполагает формирование графиков потребления активной и реактивной мощности и энергии таким образом, чтобы режимное взаимодействие благоприятно сказывалось на технико-экономических показателях НГДУ. Таким образом, НГДУ вступает в режимное взаимодействие с энергосистемой как по активной, так и по реактивной мощности.

## IV. РАСЧЕТ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОЙ ЦК

Расчет выбора ЦК для НГДУ рассматривался для нескольких вариантов с учетом использования имеющихся на предприятии потребителей-регуляторов: без отключения нагрузки в часы максимума (рис. 1); снижение  $P_{max}$  в часы максимума на 3 и 10, 15 МВт (рис. 2).

В качестве базисной цены принята стоимость 1 МВт · ч для 3 ЦК. Из данных расчетов можно сделать вывод, что стоимость 1 МВт · ч выше для двухставочных тарифов (IV и VI ЦК), чем для одноставочных (III и V ЦК). При проведении регулировочных мероприятий происходит снижение цены за мощность по ЦК (снижение  $P_{max}$  в часы максимума для III и V ЦК, где объем мощности определяется в зависимости от нагрузки потребителя в пиковые часы) в сравнении с анализом цены за электроэнергию, где наблюдается обратная зависимость – увеличение стоимости на оплату электроэнергии для всех ЦК. На рис. 1, 2 показаны полученные результаты расчетов.

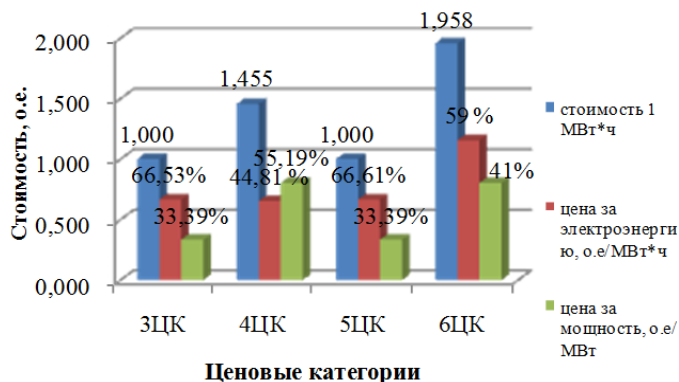


Рис. 1. Расчет ЦК без отключения нагрузки в часы максимума



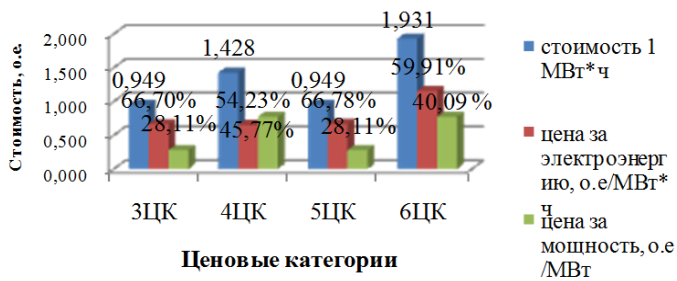


Рис. 2. Расчет ЦК с отключением нагрузки в часы максимума на 10 МВт

Из сравнительного анализа стоимости оплаты электроэнергии для различных ЦК с учетом четырех вариантов снижения электрической нагрузки в часы максимума, приведенного на рис. 2, видно, что для НГДУ выгоднее оплачивать электроэнергию по III и V ЦК (одноставочный тариф).

#### V. РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ИСКУССТВЕННОЙ НЕЙРОННОЙ СЕТИ

Работа многослойного персептрона описывается следующими формулами:

$$NET_{jl} = \sum_i w_{ijl} x_{ijl}; \quad (1)$$

$$OUT_{jl} = F(NET_{jl} - \theta_{jl}); \quad (2)$$

$$x_{ij(l+1)} = OUT_{jl}, \quad (3)$$

где индексом  $i$  обозначим номер входа;  $j$  – номер нейрона в слое;  $l$  – номер слоя;  $x_{ijl}$  –  $i$ -й входной сигнал  $j$ -го нейрона в слое  $l$ ;  $w_{ijl}$  – весовой коэффициент  $i$ -го входа нейрона номер  $j$  слоя  $l$ ;  $NET_{jl}$  – сигнал NET нейрона номер  $j$  слоя  $l$ ;  $\theta$  – пороговый уровень данного нейрона;  $F$  – нелинейная функция, называемая функцией активации.

Работа нейронной сети строилась следующим образом на вход сети подавались значения (ежемесячные) нагрузки (нейроны), каждое из соответствующих значений преобразовывалось в сигналы, подаваемые в скрытый слой, затем за счет работы функций активаций нейронов (гиперболический тангенс, логистической, синусоидальной) и применения алгоритма обратного распространения ошибки на выходе получали прогнозные значения исследуемой величины.

Для достижения поставленной цели был использован алгоритм обратного распространения ошибки для тестирования базы данных обучающей и тестовой выборок (прогнозируемый год). Дополнительно сеть проверена на устойчивость – специально искажались входные данные. Точность прогнозирования нагрузки с применением модели ИНС с логистической функцией активации в скрытом слое дает лучшие прогнозные значения в сравнении с классическими методами прогнозирования (модель авторегрессии, сезонной декомпозиции временного ряда).

#### VI. ДЕНЕЖНАЯ ЭКОНОМИЯ ДЛЯ НГДУ С УЧЕТОМ ВЫПОЛНЕНИЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ (ИСКУССТВЕННЫЕ НЕЙРОННЫЕ СЕТИ ТИПА MLP 24-18-1)

Из рис. 3 видно, что наибольшее снижение оплаты за электроэнергию наблюдается с учетом использования потребителей-регуляторов и выбора 6 ЦК. Это объясняется тем, что НГДУ может прогнозировать графики электриче-

ской нагрузки, тем самым снижая максимальную мощность в часы максимума.

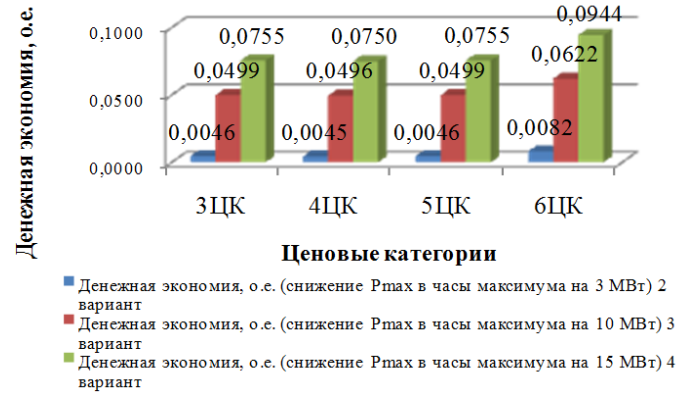


Рис. 3. Денежная экономия для НГДУ для различных ЦК

На рис. 4 показана денежная экономия с учетом выполненного прогноза энергопотребления для НГДУ на основе нейросетевых алгоритмов прогнозирования для 5 и 6 ЦК.

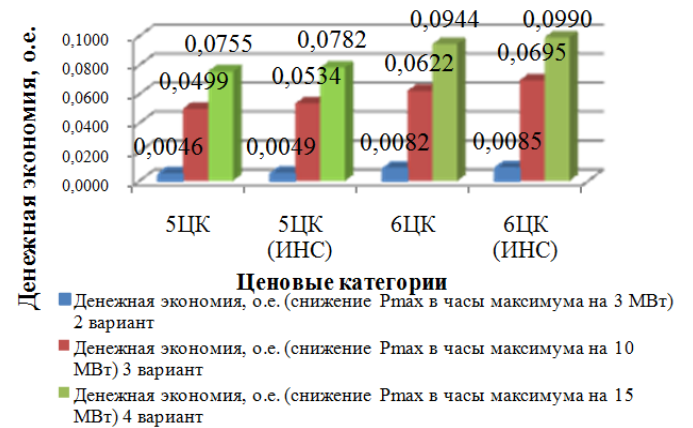


Рис. 4. Денежная экономия для НГДУ с учетом прогнозирования энергопотребления на основе ИНС

#### VII. ВЫВОДЫ

Повышение энергоэффективности для НГДУ было достигнуто за счет построения совмещенных максимумов и оценки возможности глубины регулирования потребителями-регуляторами при координации графиков электрических нагрузок. Эффективное проведение таких регулировочных мероприятий на уровне НГДУ привело к снижению стоимости оплаты за электроэнергию, а также созданию благоприятного режима работы энергосистемы в часы максимума.

Повышение энергоэффективности для НГДУ возможно с оценкой расчета различных ЦК с применением одноставочных тарифов (III и V ЦК). При этом наибольшее снижение оплаты за электроэнергию посредством использования потребителей-регуляторов наблюдается при применении двухставочных тарифов (IV и VI ЦК). В зависимости от выбранной НГДУ ЦК на оплату электроэнергии, характера потребления и умения планировать с дальнейшим созданием интеллектуальной системы прогнозирования энергопотребления с помощью ИНС, а также использования потребителей-регуляторов, конечная стоимость потребленной за месяц электроэнергии может быть существенно снижена.

Суммарная плата за потребленную электроэнергию для предприятия – участника рынка складывается из платы за фактически потребленный объем электроэнергии и платы за отклонение фактически потребленного объема от заявленного (спрогнозированного). Чем выше ошибка прогноза, тем больше отклонение фактически потребленного объема электроэнергии от заявленного (спрогнозированного) и тем больше дополнительные расходы предприятия на оплату электроэнергии. Таким образом, снижение ошибки прогноза позволит предприятию уменьшить дополнительную плату за электропотребление, вызванную неточностью прогнозирования для соответствующих ЦК.

### Список литературы

- [1] Об утверждении правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности: Постановление Правительства РФ (утв. 27.12.2010 г. № 1172, ред. от 29.02.2016 г.).
- [2] О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии: Постановление Правительства РФ (утв. 04.05.2012 г. № 442, ред. 22.02.2016 г.).

# Расчет гидроэнергетического режима работы ГЭС для целей планирования режима

А.П. Баклицкий, А.А. Александров, С.О. Плотников  
Филиал АО «СО ЕЭС «Северокавказское РДУ»»  
Пятигорск, Россия  
AleksandrovAA@skrdu.so-ups.ru

В связи с большим количеством гидроэлектростанций (ГЭС), расположенных в операционной зоне филиала АО «СО ЕЭС «Северокавказское РДУ»», актуальность задачи автоматизации планирования водно-энергетических режимов очевидна.

*Ключевые слова: водно-энергетический режим, планирование энергетического режима, диспетчерский график, ГЭС.*

## The calculation of the hydropower mode of the HPP operation for the purposes of the planning regime

Aleksey Baklitskiy, Artem Aleksandrov, Sergey Plotnikov  
The Branch JSK “SO UPS North Caucasian Regional Supervisory Control”  
Pyatigorsk, Russia  
AleksandrovAA@skrdu.so-ups.ru

In the connection with the great amount of the hydroelectric power plants (HPP) which are located in the operational zone of the Branch JSK “SO UPS North Caucasian Regional Supervisory Control”, the actuality of the task of automation planning of water-energy regimes is evident.

*Keywords: water and energy regime, planning energy regime, dispatch schedule, the safe and efficient operation of hydraulic structures.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

В связи с большим количеством гидроэлектростанций (ГЭС), расположенных в операционной зоне филиала ОАО «СО ЕЭС» «Северокавказское региональное диспетчерское управление» (РДУ), актуальность задачи автоматизации планирования водно-энергетических режимов очевидна. Более того, Системный оператор (СО) должен организовывать деятельность диспетчерских центров по расчету, утверждению и выдаче диспетчерских планов [1]. По результатам формирования планового почасового графика и с учетом прогнозируемых им почасовых объемов потребления электрической энергии планируются электроэнергетические режимы и режимы работы генерирующих и энергопотребляющих объектов на каждый час суток [2]. Разработка и внедрение данного алгоритма позволит при планировании энергетического режима работы энергосистемы оптимально использовать водные ресурсы с учетом обеспечения безопасной и эффективной работы гидросооружений.

### II. АЛГОРИТМ ПЛАНИРОВАНИЯ ДИСПЕТЧЕРСКОГО ГРАФИКА ГЭС

В ходе разработки методики и математической модели расчета гидроэнергетического режима работы ГЭС были определены накладываемые ограничения [3]:

- условия безопасного функционирования гидросооружений (контроль уровневых отметок и контроль волны);
- режимные ограничения мощности энергетического оборудования;
- необходимость работы с максимальным КПД;
- покрытие графика нагрузки энергосистемы с возможностью корректировки;
- экономическая эффективность.

Для реализации необходимого нам алгоритма были взяты начальные условия:  $q_{ГЭС}$  – удельный расход воды ГЭС; УМО – уровень мертвого объема и НПУ – нормальный подпорный уровень бассейнов суточного регулирования (БСР); объемы БСР:  $W_{притока}$  – приток,  $W_{сброса}$  – сброс воды;  $P_{потр}$  – потребление энергосистемы;  $P_k$  – максимальная мощность генераторов электростанции, их количество ( $k$ ) и  $P_{общ}^{max}$  – общая мощность станции. Во-первых, производится сортировка часов по уменьшению потребления и расчет выработки электроэнергии по количеству загруженных агрегатов:

$$\mathcal{E}_{ген} \rightarrow \min \left( \frac{W_{притока}}{q_{ГЭС}} \cdot 24; \min \left( \sum_{k=1}^{24} P_k; \sum_{i=1}^{24} P_{общ}^{max} \right) \right), \quad (1)$$

где  $\mathcal{E}_{\text{ген}}$  – выработка электроэнергии по количеству загруженных агрегатов.

Во-вторых, нам необходимо произвести сравнение  $\mathcal{E}_{\text{ген}}$  и выработки электроэнергии по графику  $\mathcal{E}_{\text{граф}}$ . Если  $\mathcal{E}_{\text{ген}} \leq \mathcal{E}_{\text{граф}}$ , то мы можем приступить к проверке следующих ограничений. Если данное условие не закономерно, то мы, в соответствии с сортировкой часов по уменьшению потребления, загружаем в максимальном часе 1-й агрегат. Когда в этом часе количество загруженных агрегатов станет равно количеству агрегатов на станции, мы начинаем в таком же порядке загружать час, следующий за максимальным по ранжиру, и так до тех пор, пока указанное условие не будет закономерно. Далее мы проводим проверку условий по безопасности. Расчетный объем БСР не должен превышать «мёртвую» и «критическую» отметки:

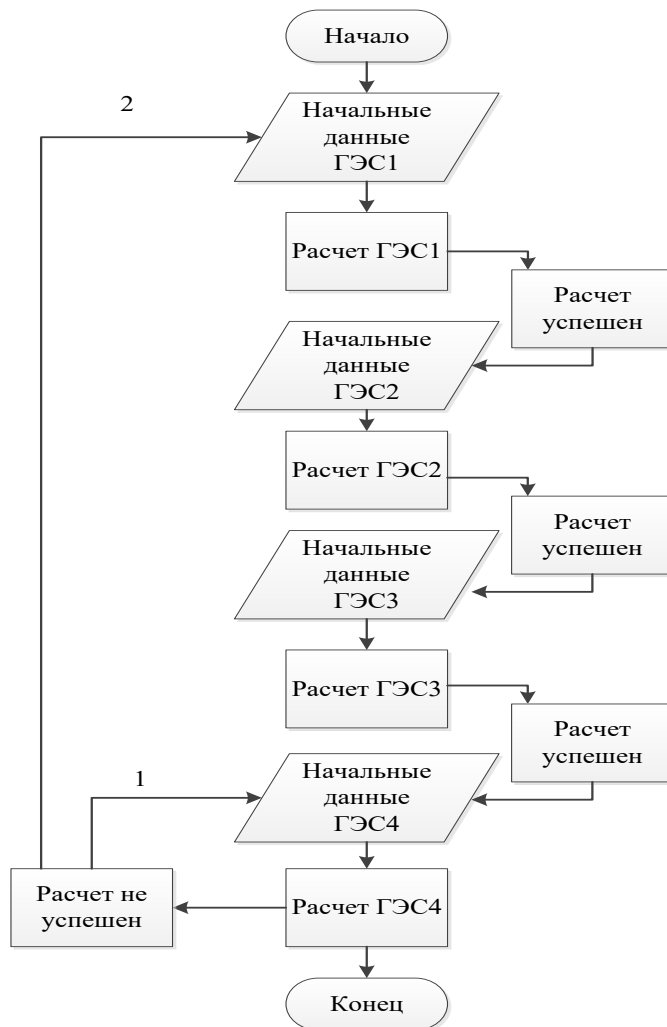
$$V_{\text{мёртв}}^{\text{БСР}} \leq V_{\text{расч}}^{\text{БСР}} \leq V_{\text{общ}}^{\text{БСР}}, \quad (2)$$

где  $V_{\text{мёртв}}^{\text{БСР}}$  – мёртвый объем БСР;  $V_{\text{расч}}^{\text{БСР}}$  – расчетный объем БСР;  $V_{\text{общ}}^{\text{БСР}}$  – общий объем БСР.

Если уровень воды превышает  $V_{\text{общ}}^{\text{БСР}}$ , то мы добавляем один агрегат на загрузку станции в час максимального потребления мощности, не до конца загруженный по ранжиру, и, чтобы не было нарушено первое условие  $\mathcal{E}_{\text{ген}} \leq \mathcal{E}_{\text{граф}}$ , убираем один агрегат в минимальный час по ранжиру. Если уровень воды ниже  $V_{\text{мёртв}}^{\text{БСР}}$ , то соответственно, мы убираем один агрегат на загрузку станции в час минимального потребления мощности и добавляем один агрегат в максимальный час, не до конца загруженный по ранжиру. Такие действия мы проводим до тех пор, пока не добьемся желаемого результата, а именно – выполнения условия (2). Обычно у ГЭС есть нижний БСР. Для него условие по безопасности (2) справедливо, но только с одним нюансом. Если уровень воды превышает  $V_{\text{общ}}^{\text{НБСР}}$ , то мы уменьшаем загрузку станции на один агрегат, добавляя по ранжиру его в другом часе, максимальном по потреблению. А если уровень воды ниже  $V_{\text{мёртв}}^{\text{НБСР}}$ , то мы увеличиваем загрузку станции на один агрегат по принятому алгоритму. Также для обеспечения безопасности БСР на ГЭС проектируют регулируемый водосброс, шлюзом которого можно регулировать уровень воды как в нижнем, так и в верхнем БСР. По прохождении всех условий нам будет выдан график ГЭС с возможностью корректировки в случаях увеличения ограничений СО, ремонта агрегатов и т.д.

### III. УНИФИЦИРОВАННЫЙ МЕТОД РАСЧЕТА ДЛЯ КАСКАДА ГЭС

Приведенный единый алгоритм для одной станции в дальнейшем можно будет адаптировать под электростанции каскада ГЭС, связанные общим водным режимом. Алгоритм в общем виде приведен на рисунке.



Единый алгоритм каскада ГЭС, связанных общим водным режимом

В случае расчета, не удовлетворяющего условиям на одной из станций каскада, меняются данные или пересчитывается иной график на предыдущих станциях каскада, как в случае, обозначенном 1, либо как в случае 2 на рисунке.

### Список литературы

- [1] Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике: Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 г. № 854.
- [2] Правила оптового рынка электрической энергии и мощности: Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 г. № 1172.
- [3] Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей.

# Метод моделирования электромеханических переходных процессов в фазных координатах

П.Ю. Банных, В.С. Высотский, П.В. Чусовитин, А.В. Паздерин  
ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»  
Екатеринбург, Россия  
pavel.bannykh@urfu.ru

Моделирование электромеханических переходных процессов выполняется для оценки динамической устойчивости энергосистем, а также для анализа работы автоматики. Моделирование выполняется только с учетом прямой последовательности. Существующие традиционные подходы не позволяют в полной мере учитывать несимметричные режимы при анализе электромеханических переходных процессов, хотя несимметричные короткие замыкания являются наиболее распространенным видом возмущений. При разработке метода применялись методы математического моделирования и теория решения систем дифференциально-алгебраических уравнений. Алгоритм был реализован в среде разработки Visual Studio 2015 на языке программирования C#. Для оценки работы алгоритма идентичные возмущения моделировались с помощью предложенного алгоритма, а также традиционным способом. Предложен метод моделирования несимметричных режимов работы энергосистем в фазных координатах, который позволяет в явном виде учитывать характер несимметрии. Разработанный метод расчета в фазных координатах позволяет в электромеханических переходных процессах учитывать вид несимметричного короткого замыкания, в отличие от традиционных методов, в которых пренебрегают обратной и нулевой последовательности.

*Ключевые слова:* динамическая устойчивость, электромеханические переходные процессы, фазные координаты, несимметричные режимы.

## Electromechanical transients modeling method in phase domain

P.Y. Bannykh, V.S. Vysotsky, P.V. Chusovitin, A.V. Pazderin  
Ural Federal University n. a. the first President of Russia B.N. Yeltsin  
Yekaterinburg, Russia  
pavel.bannykh@urfu.ru

Electromechanical transients simulation is used for transients stability assessment and analysis of automatic control in power systems. Nowadays simulation relies on positive-sequence representation. Existing traditional approaches do not allow to take into account asymmetrical conditions under electromechanical transients analysis, although asymmetrical faults are the most common types of failures. The proposed algorithm is based on mathematical modeling methods and theory of differential algebraic equation. The algorithm was implemented in Visual Studio 2015 development environment written in C#. To estimate proposed algorithm, test faults are simulated using the algorithm as well as traditional approach. The modeling approach of asymmetrical conditions of power system was proposed that give the possibility to take into account explicitly type of asymmetrical faults. Proposed method of phase domain electromechanical transients modeling allows to take into account type of asymmetrical faults in contrast to traditional methods, which neglect negative and zero sequence.

*Keywords:* transient stability, electromechanical transients, phase domain, asymmetrical condition.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Моделирование электромеханических переходных процессов выполняется для оценки динамической устойчивости энергосистем, а также для анализа работы систем автоматики. В наиболее общем виде математическая модель энергосистемы, используемая для расчетов, представляет из себя систему дифференциально-алгебраических уравнений:

$$\begin{aligned} \dot{x} &= f(x, y, t); & x(t_0) &= x_0; \\ 0 &= g(x, y, t); & y(t_0) &= y_0, \end{aligned} \quad (1)$$

где  $f(x, y, t)$  – это система обыкновенных дифференциальных уравнений;  $g(x, y, t)$  – это система алгебраических уравнений. В  $f(x, y, t)$  входят уравнения машин и их сис-

тем регулирования. В  $g(x, y, t)$  входят уравнения, связывающие машины с сетью, а также математическое описание пассивных элементов энергосистемы (линии, трансформаторы). Сеть, как правило, описывается уравнениями узловых напряжений (УУН):

$$\mathbf{YU} = \mathbf{J}, \quad (2)$$

где  $\mathbf{Y}$  – матрица проводимости сети;  $\mathbf{J}$  – вектор инъекций токов;  $\mathbf{U}$  – искомый вектор напряжений. Результатом расчета переходных процессов являются зависимости переменных состояния от времени. На их основании можно судить об устойчивости динамического перехода. Для получения этих зависимостей и решения системы дифференциально-алгебраических уравнений используются методы численного интегрирования.

Традиционный метод [1, 2] предполагает рассмотрение модели сети, представленной только прямой последовательностью, в то время как большинство возмущений – это несимметричные короткие замыкания. Моделирование несимметричных коротких замыканий выполняется с помощью добавления в модель сети шунта короткого замыкания, рассчитанного по методу симметричных составляющих. При этом предполагается, что элементы сети симметричны и последовательности не оказывают влияния друга на друга. Кроме этого, традиционный подход не позволяет моделировать сложные виды несимметрии, поскольку это является ограничением метода симметричных составляющих. Также нет возможности смоделировать циклы однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ). Предлагаемый метод моделирования в фазных координатах позволяет преодолеть все эти ограничения традиционного подхода.

## II. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ В ФАЗНЫХ КООРДИНАТАХ

Математическая модель сети в фазных координатах отличается от классического подхода применением трехфазной матрицы проводимостей в УУН (2), а также вектор  $\mathbf{J}$  становится трехфазным. Трехфазная матрица проводимости составляется из подматриц, описывающих каждый элемент энергосистемы.

### A. Модель ЛЭП

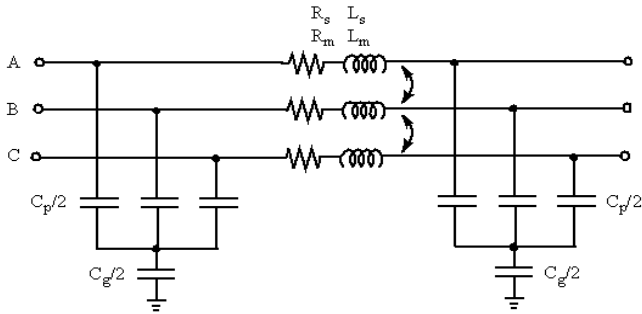


Рис. 1. Схема замещения ЛЭП

Схема замещения ЛЭП представлена на рис. 1. Этой схеме замещения соответствует матрица проводимости:

$$\mathbf{Y} = \begin{pmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{pmatrix}. \quad (3)$$

Элементы матрицы проводимости определяются конфигурацией ЛЭП и позволяют учесть несимметрию элемента.

### B. Модель трансформатора

При рассмотрении трансформаторов в фазных координатах основной особенностью является учет комплексных коэффициентов трансформации [6]. Традиционно группа соединений блочных трансформаторов – Y0/Δ-11. Сопротивление такого трансформатора в симметричных составляющих имеет следующий вид:

$$\mathbf{z}\mathbf{t}_{120} = \begin{pmatrix} Zt_1 & 0 & 0 \\ 0 & Zt_2 & 0 \\ 0 & 0 & Zt_0 \end{pmatrix}, \quad (4)$$

где  $Zt_1$ ,  $Zt_2$ ,  $Zt_0$  – это сопротивление трансформатора прямой, обратной и нулевой последовательности соответственно. Для перевода сопротивления в фазные координаты воспользуемся соответствующим оператором перехода:

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix}, \quad (5)$$

где  $a$  – это оператор поворота на  $120^\circ$ . С использованием  $\mathbf{A}$  трехфазная матрица сопротивлений трансформатора определяется выражением

$$\mathbf{Z}\mathbf{t}_{abc} = \mathbf{A}\mathbf{Z}\mathbf{t}_{120}\mathbf{A}^{-1}, \quad (6)$$

а соответствующая ей матрица проводимости –

$$\mathbf{Y}\mathbf{t}_{abc} = \mathbf{Z}\mathbf{t}_{abc}^{-1}. \quad (7)$$

Для учета комплексного коэффициента трансформации воспользуемся матрицей инцидентий  $\mathbf{C}$ , вид которой определяется группой соединений трансформатора. Для группы соединений Y0/Δ-11 эта матрица имеет вид

$$\mathbf{C} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & \frac{-1}{\sqrt{3}Kt} & \frac{1}{\sqrt{3}Kt} & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & \frac{-1}{\sqrt{3}Kt} & \frac{1}{\sqrt{3}Kt} \\ 0 & 0 & 1 & \frac{1}{\sqrt{3}Kt} & 0 & \frac{-1}{\sqrt{3}Kt} \end{pmatrix}, \quad (8)$$

где  $Kt$  – это коэффициент трансформации трансформатора, равный отношению высшего и низшего напряжения. Исходя из этого матрица проводимостей трансформатора определяется из выражения

$$\mathbf{Y}\mathbf{t}_{bus} = \mathbf{C}^T \mathbf{Y}\mathbf{t}_{abc} \mathbf{C}. \quad (9)$$

### C. Модель нагрузки

При расчете электромеханических переходных процессов нагрузка моделируется трехфазными шунтами на землю. Матрица проводимости будет иметь вид

$$\mathbf{Y}\mathbf{n}_{bus} = \begin{pmatrix} Yn_{aa} & 0 & 0 \\ 0 & Yn_{bb} & 0 \\ 0 & 0 & Yn_{cc} \end{pmatrix}. \quad (10)$$

Принципиально имеется возможность моделировать двигательную нагрузку соответствующими дифференциальными уравнениями или статическими характеристиками, но в реализованном методе это не рассматривалось.

### D. Модель синхронного генератора

Синхронные генераторы моделируются системой дифференциальных уравнений. На данный момент существует большое количество моделей генераторов разной степени детализации [4, 5]. В реализованном алгоритме использовалась трехконтурная модель генератора:

$$\begin{aligned} \frac{dE'_q}{dt} &= \frac{1}{T'_{d0}} (E_{qe} - E'_q - I_d (x_d - x'_d)); \\ \frac{dE''_q}{dt} &= \frac{1}{T''_{d0}} (E'_q - E''_q - I_d (x'_d - x''_d)); \\ \frac{dE''_d}{dt} &= \frac{1}{T''_{q0}} (-E''_d + I_q (x_q - x''_q)); \\ \frac{ds}{dt} &= \frac{1}{\tau_j} \frac{P_m - P_e}{P_{nom}(1+s)}; \quad \frac{d\delta}{dt} = \omega_0 s + \delta, \end{aligned} \quad (11)$$

где  $E_{qe}$  – ЭДС генератора по оси  $q$ ;  $E'_q$  – переходная ЭДС по оси  $q$ ;  $E''_q$  – сверхпереходная ЭДС по оси  $q$ ;  $E''_d$  – сверхпереходная ЭДС по оси  $d$ ;  $s$  – скольжение генератора;  $\delta$  – внутренний угол генератора;  $\omega_0$  – номинальная угловая скорость, равная  $2\pi f$ ;  $I_d$  – ток по оси  $d$ ;  $I_q$  – ток по оси  $q$ ;  $x_d$  – синхронное сопротивление по оси  $d$ ;  $x_q$  – синхронное сопротивление по оси  $q$ ;  $x'_d$  – переходное сопротивление по оси  $d$ ;  $x''_d$  – сверхпереходное сопротивление по оси  $d$ ;  $x''_q$  – сверхпереходное сопротивление по оси  $q$ ;  $T'_{d0}$  – переходная постоянная времени по оси  $d$ ;  $T''_{d0}$  – сверхпереходная постоянная времени по оси  $d$ ;  $T'_{q0}$  – сверхпереходная постоянная времени по оси  $q$ ;  $\tau_j$  – постоянная инерции;  $P_m$  и  $P_e$  – механическая и электрическая мощности соответственно. Как видно из уравнений (11), синхронная машина моделируется в координатах  $dq$ . Переход от напряжений прямой последовательности на зажимах генератора в координаты  $dq$  рассчитывается как в традиционном подходе.

Напряжение прямой последовательности  $\dot{U}_1$  определяется по формуле

$$\dot{U}_1 = \frac{1}{3} U_a e^{j0_a} + \frac{a}{3} U_b e^{j0_b} + \frac{a^2}{3} U_c e^{j0_c}, \quad (12)$$

где  $U_a e^{j0_a}$ ,  $U_b e^{j0_b}$ ,  $U_c e^{j0_c}$  – фазные напряжения на зажимах генератора. Матрица проводимости генератора определяется выражением

$$\mathbf{Y}_G = \mathbf{A} \begin{pmatrix} \frac{1}{jx_1} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{jx_2} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \mathbf{A}^{-1}, \quad (13)$$

где  $x_1$  и  $x_2$  – реактивные сопротивления генератора прямой и обратной последовательности соответственно. Определение этих величин для генераторов подробно описано в [3]. В остальном генератор моделируется аналогично традиционному подходу.

### III. ТЕСТОВЫЙ РАСЧЕТ

Анализ метода моделирования в фазных координатах проводился по средствам моделирования одной и той же схемы и одинаковых возмущений традиционным и предложенным способом. Для численного интегрирования системы дифференциально-алгебраических уравнений использовался неявный метод Эйлера с совмещенным расчетом дифференциальных и алгебраических уравнений [7]. Сначала разработанный метод был протестирован на системе, состоящей из генератора, работающего через трансформатор и ЛЭП на шины бесконечной мощности (ШБМ). Схема представлена на рис. 2.

Параметры генератора и трансформатора использованы из схемы в [5]. ЛЭП в одномашинной системе системы была длиной 55 км. Параметры ЛЭП были рассчитаны с помощью соответствующего инструмента в MATLAB /

Simulink. Конфигурация ЛЭП представлена на рис. 3. Для сравнения поведения синхронного генератора в переходном процессе использовалось скольжение, потому что по нему однозначно можно судить об устойчивости генератора. В различных вычислительных экспериментах разница в величинах скольжения составляла от 5 до 10 %. Важно отметить, что случае симметричной ЛЭП различия в зависимостях скольжения от времени отсутствуют.

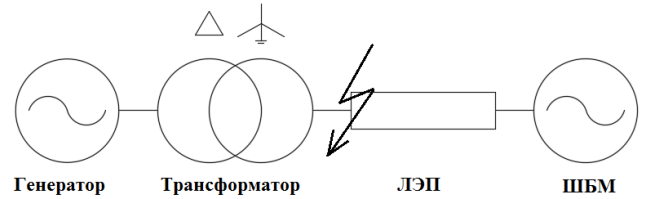


Рис. 2. Одномашинная система

Далее рассматривалась многомашинная система на примере четырехмашинной системы Кундура, которая представлена на рис. 4.

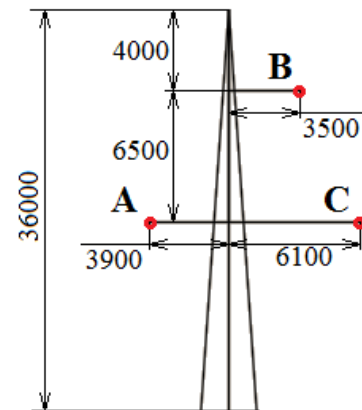


Рис. 3. Конфигурация ЛЭП

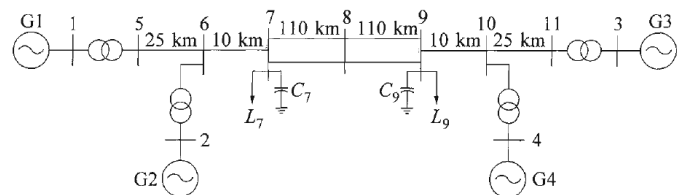


Рис. 4. Четырехмашинная система

Параметры схемы взяты из [5], при этом конфигурация ЛЭП в математической модели соответствует рис. 3. Дополнительно в трехфазной схеме была добавлена несимметрия нагрузки в узле 9. Генератор в узле 1 моделировался ШБМ. В качестве возмущения рассматривалось однофазное короткое замыкание в узле 8 длительностью 0,2 с, с последующим отключением одной из ЛЭП между узлами 8 и 9.

На рис. 5 приведено скольжение генераторов в узлах 2 и 3 для трехфазного и однофазного расчета. Как видно, графики протекания переходного процесса значительно различаются. Разница в скольжения во время возмущения достигает примерно 10 %. Принципиально данный подход позволяет моделировать циклы ОАПВ, но отсутствует возможность сравнения результатов расчетов с традиционным способом, в то время как сравнение результатов моделирования однофазного и трехфазного АПВ будет некорректным.

#### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Моделирование электромеханических переходных процессов позволяет учесть несимметрию элементов энергосистемы. При этом разница в расчетах традиционным и предложенным способом может достигать 10 %. Помимо этого, появляется возможность моделировать сложные виды несимметрии в явном виде, а также циклы ОАПВ, которые оказывают значительное влияние на протекание переходных процессов.

#### Список литературы

- [1] Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М.: Высшая школа, 1985. – 535 с.
- [2] Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. – М.: Энергия, 1979. – 456 с.
- [3] Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.: АРИС, 2010. – 520 с.
- [4] Milano F. Power system modeling and scripting. – Berlin, Heidelberg: Springer Berlin, 2010. – 578 p.
- [5] Kundur P. Power system stability and control. – McGrawHill Education, 1994. – 1200 p.
- [6] Džafić I., Jabr R.A., Neisius H.-T. Transformer modeling for three-phase distribution network analysis // IEEE Trans. Power Syst. – 2015. – Vol. 30(5). – P. 2604–2611.
- [7] Scott B. Power system dynamic response calculation // Proceedings of IEEE. – 1979. – Vol. 67(2). – P. 219–241.

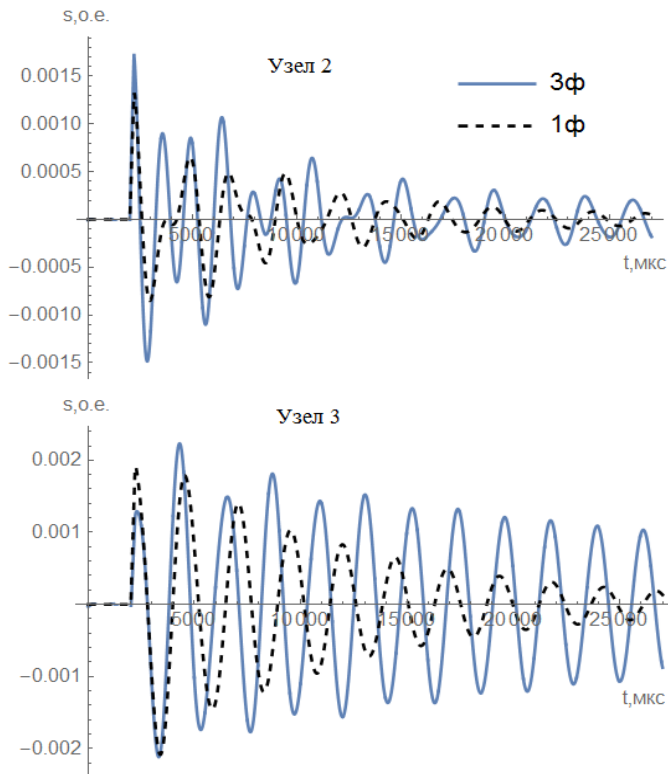


Рис. 5. Скольжение генераторов в узлах 2 и 3



# Разработка алгоритмов ускоренного расчета режима ЭЭС по данным телеметрии в системе WAMS

П.И. Бартоломей, С.И. Семеновко  
ФГАОУ ВО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н.Ельцина»  
Екатеринбург, Россия  
sergey.semenenko@urfu.ru

Мировые тенденции развития системы контроля и управления режимами ЭЭС связаны с внедрением и совершенствованием векторных измерений в системе WAMS. Существует достаточно много работ, в которых обсуждается проблема установки векторных измерений в энергосистемах. Однако предшествующие работы не рассматривают проблему возможности ускорения расчетов режимов при помощи устройств Phasor Measurement Unit (PMU). На первом этапе разработки алгоритма расстановки PMU с целью обеспечения суперускоренных расчетов установившихся режимов ЭЭС рассматривались высокочастотные векторные измерения напряжений узлов, фазы и модуля соответственной комплексной величины. Было показано, что для реальных сетей высокой размерности необходимое число PMU оказывается в объеме 20-30 % от общего количества узлов. Обсуждается новый алгоритм расстановки PMU для указанных целей. Исследовано, как влияет на ускорение расчета режима выбор места установки PMU. Приведен алгоритм, когда в сети уже заранее (априори) по другим критериям установлено некоторое количество PMU. В работе показывается, что использование высокоточных токовых измерений в ветвях, инцидентных узлу с PMU, приводит к существенному уменьшению объема устройств векторных измерений до 10-15 % от общего количества узлов, что чрезвычайно важно с экономической точки зрения. Сокращение числа PMU для ускоренного расчета электрического режима приводит к необходимости использования в небольшом объеме традиционных электромагнитных измерений активной и реактивной генераторной и нагрузочной мощности. Поскольку погрешности этих измерений существенно выше, чем у PMU, важным вопросом становится обеспечение ускоренного оценивания состояния (ОС) электрической сети. Показан алгоритм, в котором ОС также можно считать суперускоренным.

*Ключевые слова: синхронизированные векторные измерения, ускоренные расчеты установившихся режимов ЭЭС, оценивание состояния.*

## Development of accelerated power system power flow calculations using telemetry data in the WAMS system

P.I. Bartolomey, S.I. Semenenko  
Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Education  
«Ural Federal University n. a. the first President of Russia B.N. Yeltsin»  
Ekaterinburg, Russia  
sergey.semenenko@urfu.ru

World tendencies of power system control systems development are related with the installation and development of phasor measurements in the WAMS system. There are many researches devoted to the problem of phasor measurement units (PMU) placement in the power systems. However, the previous papers do not consider the opportunity to accelerate the power flow calculation with the help of proper PMU use. Graph-analytical methods of power system power flow equation system transformation were used for the proposed algorithms development. Research method of the experiments implementation was the mathematical simulation. The simulation instrument for the algorithm implementation and mathematical simulation execution was the MATLAB software. On the first stage of the PMU placement for the accelerated power systems power flow calculation algorithm development, the high-frequency bus complex voltage angles and magnitude measurements were considered. It was shown that for the real high-dimensional network, the necessary PMU number is in the 20-30 % range of the overall power system buses number. The new algorithm of PMU placement for the power systems power flow acceleration is discussed in the present paper. The impact of the real PMU placement unoptimality on the power system power flow calculation acceleration was considered. The algorithm of the PMU placement, when the PMU set is already installed in the power system is presented. The paper shows that the PMU bus incident branch current measurements with high accuracy use leads to the significant (10-15 % of the network bus number) decrease of the PMU number. That fact is of great importance from an economic point of view. The reduction of PMU devices number for the accelerated power systems power flow calculation leads to the necessity of the conventional active and reactive, generator and loads power telemetry use. As far as the measurements' errors are significantly higher than the PMU's errors, the power system state estimation is under concern. The algorithm with super-accelerated state estimation is presented in the paper, also.

*Keywords: synchronized phasor measurements, accelerated power flow calculations, state estimation.*

## I. ВВЕДЕНИЕ

На кафедре автоматизированных электрических систем УрФУ в рамках научных исследований в области совершенствования и развития диспетчерского управления на основе векторного управления и векторных измерений разработаны методы ускоренных расчетов электрических режимов применительно к задачам противоаварийного управления. Ниже обобщаются результаты разработки и тестовых испытаний разработанных алгоритмов, основанных на использовании векторных измерений при помощи устройств PMU – Phasor Measurement Unit [1, 2].

Развитие и совершенствование управления большими энергообъединениями на основе новых компьютерных и информационных технологий ориентируется на применение синхронизированных измерений векторных величин параметров электрического режима.

Основой широкомасштабной измерительной системы WAMS (Wide Area Measurement System) в ЭЭС являются упомянутые устройства PMU. Пока в отечественной практике PMU подключаются непосредственно к измерительным цепям электромагнитных трансформаторов тока и напряжения, а также к источнику сигнала точного времени, от которого и осуществляется синхронизация измерений PMU. В качестве источника сигнала точного времени используется спутниковая навигационная система GPS или ГЛОНАСС, обеспечивающие синхронизацию измерений с точностью до 1 мкс.

Такая измерительная система хотя и обеспечивает получение мгновенных значений тока и напряжения, которые программно превращаются в векторное отображение соответствующих комплексных величин, но не позволяет добиться необходимой точности измеряемых параметров тока и напряжения. Это вполне приемлемо для системы мониторинга переходных режимов (СМНР), но не даёт должного эффекта в задачах online-расчетов установившихся режимов электрической системы.

С этой точки зрения более перспективно использование PMU на базе оптических измерительных трансформаторов тока (ОТТ) и напряжения (ОТН). В этом случае полноценное использование информации, получаемой при помощи PMU, дает возможность на новом качественном уровне решать различные задачи, в том числе способно обеспечить существенное снижение времени расчёта режимов, что особенно актуально в оперативных расчётах online, в системах противоаварийной автоматики, работающих в режиме «ДО», а также в СМНР для мониторинга устойчивости при малых колебаниях [3].

Если говорить об оперативных расчётах режима по данным телеизмерений, то в этом случае, как известно, неизбежно возникает задача оценивания состояния (ОС) на основе векторных измерений и информации от SCADA [4]. На первом этапе разработки алгоритма расстановки PMU с целью обеспечения суперускоренных расчетов установившихся режимов ЭЭС [1, 2] на основании тестирования сетей до 3500 узлов было показано, что для реальных сетей высокой размерности необходимое число узлов с PMU оказывается в объеме 20-25 % от общего количества узлов. Использование векторных токовых измерений в ветвях, инцидентных узлу с PMU, ещё почти вдвое снижает количество PMU, что чрезвычайно важно с экономической точки зрения [5]. При этом рассматрива-

ется алгоритм, когда в сети уже заранее (априори) по другим критериям установлено некоторое количество PMU.

Сокращение числа PMU для ускоренного расчёта электрического режима приводит к необходимости использования в небольшом объеме традиционных электромагнитных измерений активной и реактивной генераторной и нагрузочной мощности. Поскольку погрешности этих измерений существенно выше, чем у PMU, важным вопросом становится обеспечение ускоренного оценивания состояния (ОС) электрической сети. Показан алгоритм, в котором ОС также можно считать супер ускоренным.

## II. АЛГОРИТМЫ РАССТАНОВКИ PMU ДЛЯ УСКОРЕННЫХ РАСЧЕТОВ РЕЖИМА ЭЭС

Обсуждается использование не только векторных измерений напряжения (модуль и фаза), но и векторных измерений токов инцидентных ветвей (угол  $\varphi_{ij}$  между вектором тока  $\dot{I}_{ij}$  и вектором напряжения  $\dot{U}_i$ ). При этом часть узлов содержит классические электромагнитные измерения (ЭМИ).

В одной из первых известных нам работ [6], в которой ставится задача обеспечения полной наблюдаемости электрической сети с минимизацией количества узлов с PMU, описывается алгоритм расстановки этих устройств и приводится результат для тестовой сети IEEE – 14, согласно которому 5 узлов (номера: 1, 4, 6, 10, 14) должны быть оснащены PMU. Введено понятие псевдо-PMU, ниже обозначаемое как PP. В этой работе все остальные узлы оказались узлами типа PP.

В более поздней работе [7] предложен алгоритм с улучшенными вычислительными характеристиками. Результаты размещения PMU для той же сети следующие. Получены 4 узла с PMU: 2, 6, 7, 9; все остальные узлы – типа PP. При разработке нового алгоритма расстановки PMU для общности нами было принято условие, что необходимо учесть случаи, когда могут быть априори заданы места расположения PMU (существующие, или предполагаемые к установке по тем или иным критериям, например, на крупных электрических станциях, на подстанциях для СМНР и др.). Задача формулируется как поиск мест расстановки дополнительных PMU для обеспечения суперускоренных расчетов режимов ЭЭС без решения громоздких систем уравнений установившегося режима ЭЭС. Алгоритм не меняет своей сути, если априори заданных PMU при постановке задачи нет. В общем случае будем считать, что для некоторых PMU заранее (априори) установлено место размещения или такие PMU уже существуют.

На первом этапе разработки алгоритма расстановки PMU с целью обеспечения ускоренных расчетов режимов ЭЭС рассматривались высокоточные векторные измерения напряжений узлов – фазы и модуля комплексной величины, которые могут обеспечить PMU.

Основой первого алгоритма было формирование нижней треугольной подматрицы  $\overline{Y}_\Delta$  матрицы проводимостей электрической сети, которая обеспечивает ускоренный расчет напряжений узлов, не имеющих PMU, без решения системы уравнений, за счет последовательного определения напряжений из уравнений с одной искомой переменной. Как видно из рис. 1, напряжение узла 3 вычисляется

через решение одного уравнения и подставляется во все нижестоящие уравнения. Теперь напряжение узла 2 также вычисляется через решение одного уравнения и также подставляется во все нижестоящие уравнения и т.д. В рассматриваемом алгоритме, как и в [7], получены 4 узла типа PMU: 4, 2, 9, 10. Однако в этом случае сформированная матрица проводимостей обеспечивает ускоренный расчёт режима без решения системы уравнений.

		4	2	9	10	3	5	6	7	8	14	11	13	12
		{1}	{2}	{3}	{4}	{1}	{2}	{3}	{4}	{5}	{6}	{7}	{8}	{9}
8														
11					*				*			*		
12								*				*	*	
13								*			*	*	*	
3	{1}	*	*			*	*	*	*	*	*	*	*	*
2	{2}	*	*			*	*	*	*	*	*	*	*	*
5	{3}	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
4	{4}	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
7	{5}	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
9	{6}	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
10	{7}	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
14	{8}	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
6	{9}	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

Рис. 1. Матрица проводимостей после перестановки строк и столбцов по первому алгоритму

	4	6	5	2	3	7	9	11	12	13	8	10	14	1
4	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
6	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
5	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
3	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
7	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
9	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
11	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
12	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
13	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
8	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
10	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
14	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
1	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

Рис. 2. Матрица проводимостей  $\bar{Y}$  после перестановки строк и столбцов по второму алгоритму

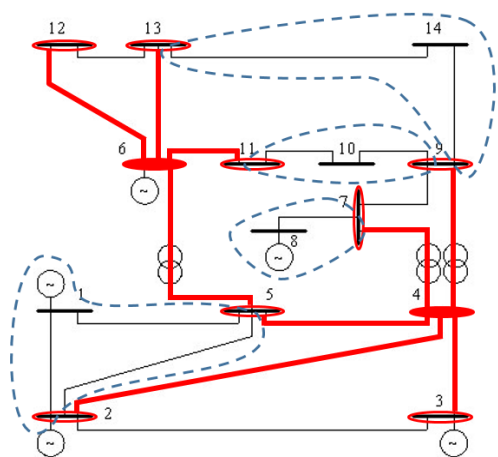


Рис. 3. Сеть IEEE-14. Здесь 2 узла с PMU: 6 и 4; узлы типа PP: 2, 3, 5, 7, 9, 11, 12, 13; узлы типа ЭМИ: 1, 8, 10, 14. Показаны 4 локальные сети для автономной ОС

Дальнейшее совершенствование алгоритма расстановки устройств векторных измерений основано на использовании высокоточных токовых измерений в ветвях, инцидентных узлу с PMU. Оно приводит к существенному уменьшению объема PMU до 10-15 %. При этом в такой же пропорции снижается количество традиционных электромагнитных измерений.

Введем понятия первичного и вторичного рангов узла. Первичным рангом (ПР) узла будем называть количество линий (ветвей PP), инцидентных данному узлу. Например, узел 3 имеет  $ПР_3 = 2$ . Вторичным рангом узла будем называть сумму первичных рангов узлов, инцидентных данному узлу. Учитывая, что  $ПР_2 = 4$  и  $ПР_4 = 5$ , получаем вторичный ранг узла 3 –  $ВР_3 = 9$ .

В основу второго алгоритма положено ранжирование всех узлов по  $ВР_i$  на убывание, начиная с максимального. Исключение узла с максимальным ВР (в этом узле предполагается установка PMU) и ему инцидентных узлов, которые приписываются к типу «псевдо-PMU» и обозначаются как PP, понижают ПР и ВР в оставшейся части сети. Векторные измерения токов ветвей и напряжений начала электропередачи позволяют с высокой точностью определить комплексное значение напряжения противоположного конца. Оно и рассматривается в дальнейшем как псевдоизмерение узла типа PP.

Последовательное исключение узлов в соответствии с обсуждаемым алгоритмом приводит к получению новой, трансформированной матрицы проводимостей  $\bar{Y}$ , которая для сети IEEE – 14 приобретает вид, показанный на рис. 2. Важным ключевым моментом алгоритма является то обстоятельство, что появляются локальные подсистемы, в которых напряжения нескольких узлов (чаще всего, одного, как это видно на рис. 3) вычисляются на основании информации о полученных напряжениях в узлах типа PP и электромагнитных измерений мощности узловой инъекции.

### III. УСКОРЕННОЕ ОЦЕНИВАНИЕ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, СОДЕРЖАЩЕЙ PMU

Сокращение числа узлов с PMU для ускоренного расчёта режима электрической сети приводит к необходимости использования некоторой части традиционных электромагнитных измерений (ЭМИ) активной и реактивной мощности, погрешности которых существенно выше, чем это обеспечивают PMU. Важным вопросом становится оценка. Интерес к совместному использованию информации от PMU и SCADA появился сразу с появлением систем векторных измерений WAMS.

В [4, 8] отмечается, что максимальный эффект от применения PMU при оценивании состояния ЭЭС может быть достигнут при совместном использовании данных от PMU и традиционных ТИ системы SCADA. При наличии достоверных измерений, достаточных для выполнения расчета потокораспределения, процедуру оценивания состояния можно заменить расчетом установившегося режима. Более того, измерения, полученные от PMU, считаются точными и могут участвовать в оценивании состояния ЭЭС как постоянные величины. Такие величины остаются неизменным, но сами они влияют на процесс ОС (вливают на оценки фазы и модуля напряжения в узлах, в которых отсутствуют PMU). Поэтому далее выполняются все пункты алгоритма ОС.

Поскольку в алгоритме формирования матрицы  $Y$  появляются «островные» локальные подсистемы, как это показано на рис. 3, в которых некоторая совокупность узлов типа ЭМИ окружена узлами типа РР, то традиционная задача ОС распадается на множество задач локальных ОС. Пунктирными линиями на рис. 3 показаны локальные сети малой размерности. Оценка состояния такой локальной сети может проводиться на 2 порядка быстрее, чем оценка состояния исходной сети. Это позволяет говорить о суперускоренном оценивании состояния ЭЭС.

#### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Важнейшим результатом разработки алгоритма суперускоренных расчётов установившихся режимов на основе векторных измерений явилась не только минимизация количества узлов с PMU, но и обеспечение возможности ускоренной оценки состояния в связи с тем, что приходится использовать часть информации от электромагнитных измерительных устройств с погрешностью на порядок выше, чем у PMU.

#### Список литературы

- [1] Бартоломей П.И., Семененко С.И. Минимизация количества векторных измерений для ускоренных расчетов режимов ЭЭС // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды 6-й Междунар. науч.-техн. конф.: в 2 т. – Иваново, 2015. – Т. 1. – С. 207–212.
- [2] Бартоломей П.И., Семененко С.И. Расстановка PMU для ускорения расчета режимов ЭЭС в задачах противоаварийного управления в среде WAMS // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: сб. статей. – Сочи, 2015. – С. 5.2–9.
- [3] Аюев Б.И., Жуков А.В. Новые подходы к мониторингу запаса устойчивости электроэнергетических систем // Энергосистема: управление; конкуренция, образование : сборник. – Екатеринбург : УГТУ-УПИ, 2008. – Т. 1. – С. 9–15.
- [4] Глазунова А.М., Колосок И.Н., Коркина Е.С. Применение данных PMU при оценивании состояния ЭЭС методом контрольных уравнений // Оперативное управление в электроэнергетике. Подготовка персонала и поддержание его квалификации. – 2009. – № 1. – С. 44–49.
- [5] Даналин А.В. Решения на базе технологий синхронизированных векторных измерений параметров электрических режимов в мире [Электронный ресурс]. URL: <http://www.alteropower.ru/upload/medialibrary/f4e/f4efb302290ad637daf4bb5c2eb9904c.pdf> (дата обращения 31.05.16).
- [6] Baldwin T.L., Mili L., Boisen M.B., Adapa R. Power system observability with minimal phasor measurement placement // IEEE Transactions on Power Systems. – 1993. – Vol. 8(2). – P. 707–715.
- [7] Nikolaos M. Manousakis, George N. Korres. A weighted least squares algorithm for optimal PMU placement // IEEE Transactions on Power Systems. – 2013. – Vol. 28(3). – P. 3499–3500.
- [8] Гамм А.З., Глазунова А.М., Гришин Ю.А., Колосок И.Н., Коркина Е.С. Развитие алгоритмов оценивания состояния электроэнергетической системы на основе интеграции данных SCADA и PMU // Электричество. – 2009. – № 6. – С. 2–9.

# Работа собственной генерации в аварийном режиме

К.Р. Бахтеев

ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»

Казань, Россия

kam16.09.92@gmail.com

Надежность электроснабжения потребителей является одной из характеристик эффективности ЭЭС. Особенно актуальной данная проблема является для крупных промышленных предприятий с непрерывными технологическими процессами и имеющих распределенную генерацию. При разработке алгоритма использовались методы математического анализа. Методом исследования при выполнении экспериментальной части являлось математическое моделирование. В качестве инструмента моделирования применялось программное обеспечение MATLAB. В статье проводится анализ поведения установок собственной генерации при возмущениях во внешней сети и определяется способность оборудования оставаться в работе при таких возмущениях с использованием пакета прикладных программ MATLAB. Выбор номинальных параметров генераторов системы внутреннего электроснабжения необходимо производить в координации с требованием по ограничению глубины ПН. Для повышения динамической устойчивости энергосистемы следует пересмотреть стандарты, используемые в СЭСПП, с позиции предельной кратности форсировки возбуждения.

*Ключевые слова: синхронный генератор, провал напряжения, собственная генерация, переходные процессы, малая генерация.*

## Work own generation in emergency mode

K.R. Bakhteev

Kazan State Power Engineering University

Kazan, Russian Federation

kam16.09.92@gmail.com

The reliability of electricity supply to consumers is one of the performance characteristics of the EPS. Particularly relevant is the problem for large industrial enterprises with continuous production processes and having distributed generation. In the development of the algorithm used methods of mathematical analysis. The method of study in the performance of the experimental part was to mathematical modeling. As the instrument of modeling the software of MATLAB. The analysis the behavior of small generation units when disturbances in the external network and is determined by the ability of the equipment to remain in operation during such disturbances with the application package MATLAB. The choice of the nominal parameters of the internal power supply system generators must be done in coordination with the requirement to limit the voltage dip. To increase the dynamic stability of the power system, it is necessary to revise the standards used in SESPP a position limiting the multiplicity of field forcing.

*Keywords: synchronous generator, voltage sag, own generation, transient, small generation.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

В последние десятилетия активным образом происходит повышение степени автоматизации технологических процессов на химических, нефтеперерабатывающих, машиностроительных и других предприятиях, характеризующихся сложной технологической цепочкой выпуска продукции. В этой связи всё большую долю среди потребителей электроэнергии на данных предприятиях занимают устройства на базе силовой электроники, а также микропроцессорной техники (промышленные контроллеры, устройства релейной защиты и автоматики, системы телемеханики и учёта электроэнергии), предъявляющие повышенные требования к качеству электроэнергии и электромагнитной совместимости [1 – 3, 6]. В силу конструктивных и схемных особенностей данные потребители реагируют на кратковременные нарушения электроснабжения (КНЭ) длительностью порядка нескольких десятых секунды. Классические устройства автоматического

включения резерва (АВР) и автоматического повторного включения (АПВ), предназначенные для восстановления питания потребителей, имеют время срабатывания порядка нескольких секунд. В результате при провалах напряжения (ПН) нарушается работа чувствительных потребителей. Характерной особенностью провалов напряжения в отличие от других показателей, влияющих на качество электроэнергии, является случайно вероятностный характер их возникновения [2, 8]. Причиной провала может быть удар молнии в опору воздушной линии (ВЛ), ошибка обслуживающего персонала или ложное срабатывание устройств релейной защиты и автоматики (РЗА). Появление провалов напряжения неопределенно по месту и по времени, относясь, таким образом, к случайным событиям, вероятность появления которых может быть определена только прогнозом. По этой причине стандартом возможно нормировать лишь длительность провала напряжения, определяемую временем срабатывания устройств РЗА. Глубина и частотность провалов напряжения явля-

ются вероятностными величинами. В связи с этим основные усилия следует направить на оценку степени влияния провалов напряжения на различные типы потребителей электроэнергии и на исследование способов минимизации этого влияния до уровня, обеспечивающего бесперебойную работу ответственных потребителей при ПН в питающей сети.

Вследствие нарушения работы отдельных чувствительных элементов происходят сбои в работе технологических агрегатов с высокой степенью автоматизации. Нарушение условий технологического процесса приводит к браку и недоотпуску продукции.

В отдельных случаях возможно повреждение данных в системе автоматического управления технологическим процессом (АСУ ТП), что может привести к крупным авариям и повреждению дорогостоящего оборудования [7, 9].

В связи с вышеперечисленным весьма актуальными являются вопросы повышения надёжности электроснабжения ответственных потребителей химических, нефтеперерабатывающих, машиностроительных и других предприятий за счёт мер по защите от провалов напряжения, вызванных повреждениями в распределительной сети.

## II. РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ КОМПЕНСАЦИИ КРАТКОВРЕМЕННЫХ ПРОВАЛОВ НАПРЯЖЕНИЯ

На долю собственной генерации сегодня приходится около 10 % от всей установленной мощности, однако этот процесс с каждым годом набирает все больше оборотов и получает устойчивую тенденцию. Несмотря на значительные преимущества собственной генерации

(предсказуемость затрат, снижение потерь в сетях), создаются сложности в управлении режимом работы энергосистемы при интеграции собственной генерации и поддержании ее системной надежности (повышение напряжения в распределительной сети, нарушение динамической и статической устойчивости при коротких замыканиях и т.д.).

Все это обуславливает необходимость исследования влияния аварийных режимов на эффективность управления режимами систем электроснабжения промышленных предприятий (СЭСПП), имеющих собственные источники электроэнергии, за счет ограничения воздействий кратковременных нарушений электроснабжения и оценки динамической устойчивости при удаленных трехфазных коротких замыканиях (ТКЗ).

Для решения данной проблемы была поставлена задача исследовать возможность влияния форсировки возбуждения синхронного генератора на глубину провалов напряжения, вызываемых ТКЗ, на воздушных линиях электропередачи (ВЛЭП) 110 кВ.

Для моделирования системы электроснабжения с собственной генерацией был использован пакет прикладных программ для решения задач технических вычислений MATLAB. Исходными данными являлись параметры синхронного генератора, параметры линий, трансформаторов и источника питания. Построение модели осуществляют в графической среде имитационного моделирования Simulink. С помощью блоков данной среды нами была разработана модель энергосистемы с собственной генерацией (рис. 1). На рис. 2 представлена ее схема замещения.

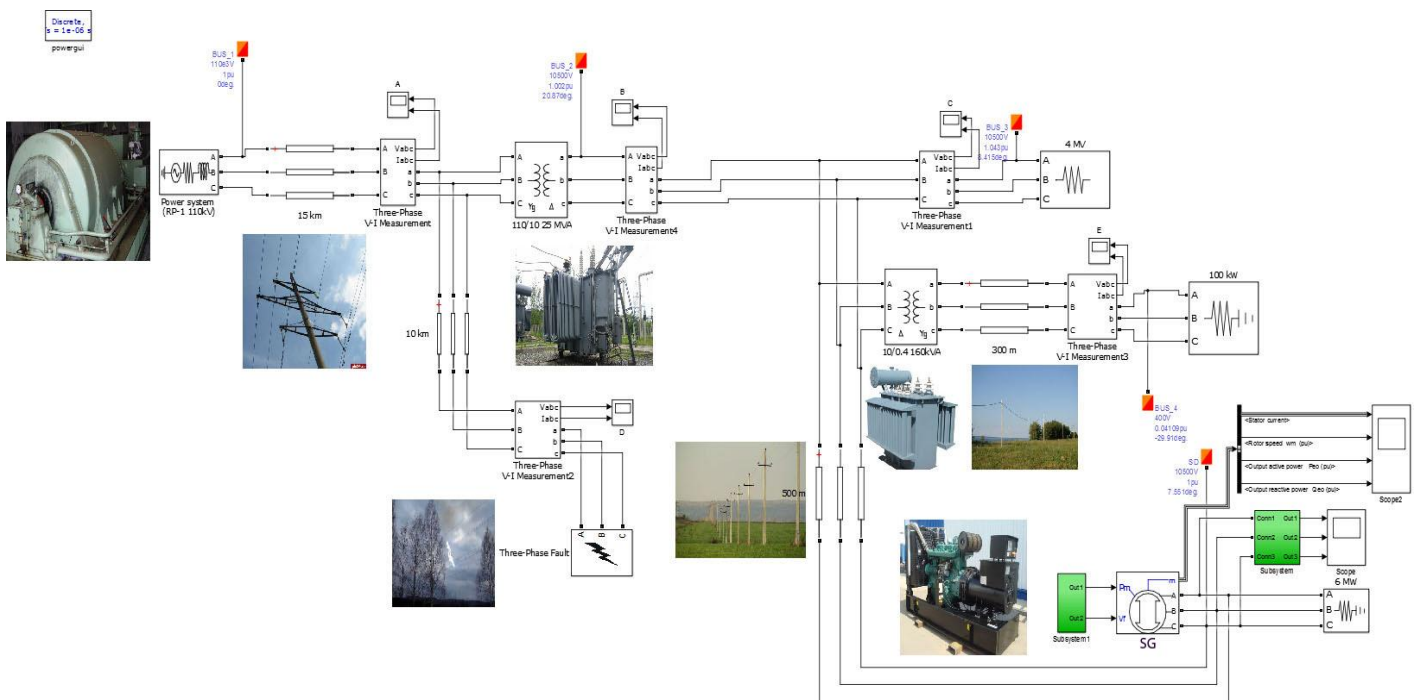


Рис. 1. Математическая модель электрической сети



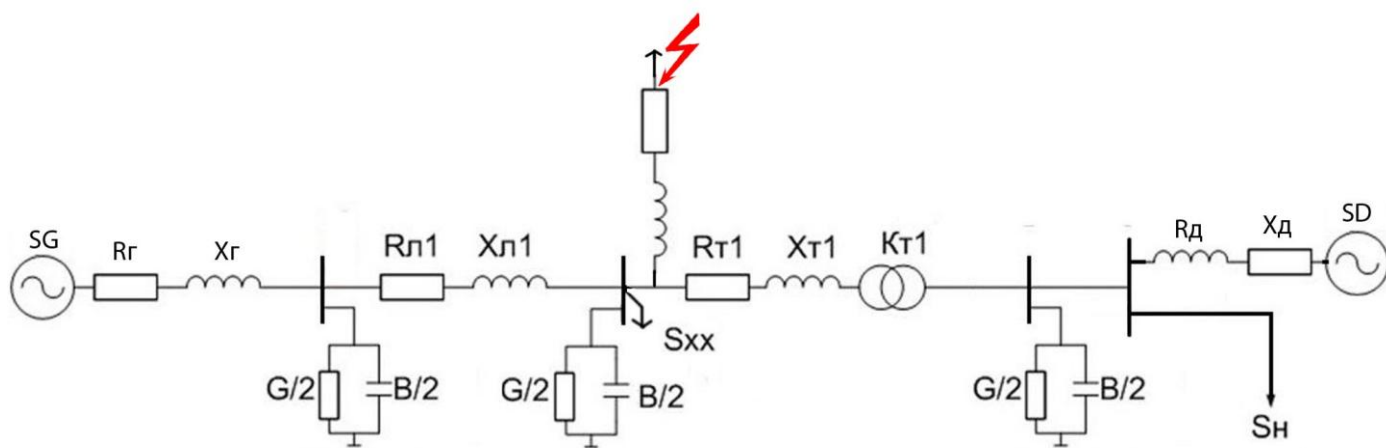


Рис. 2. Схема замещения модели энергосистемы

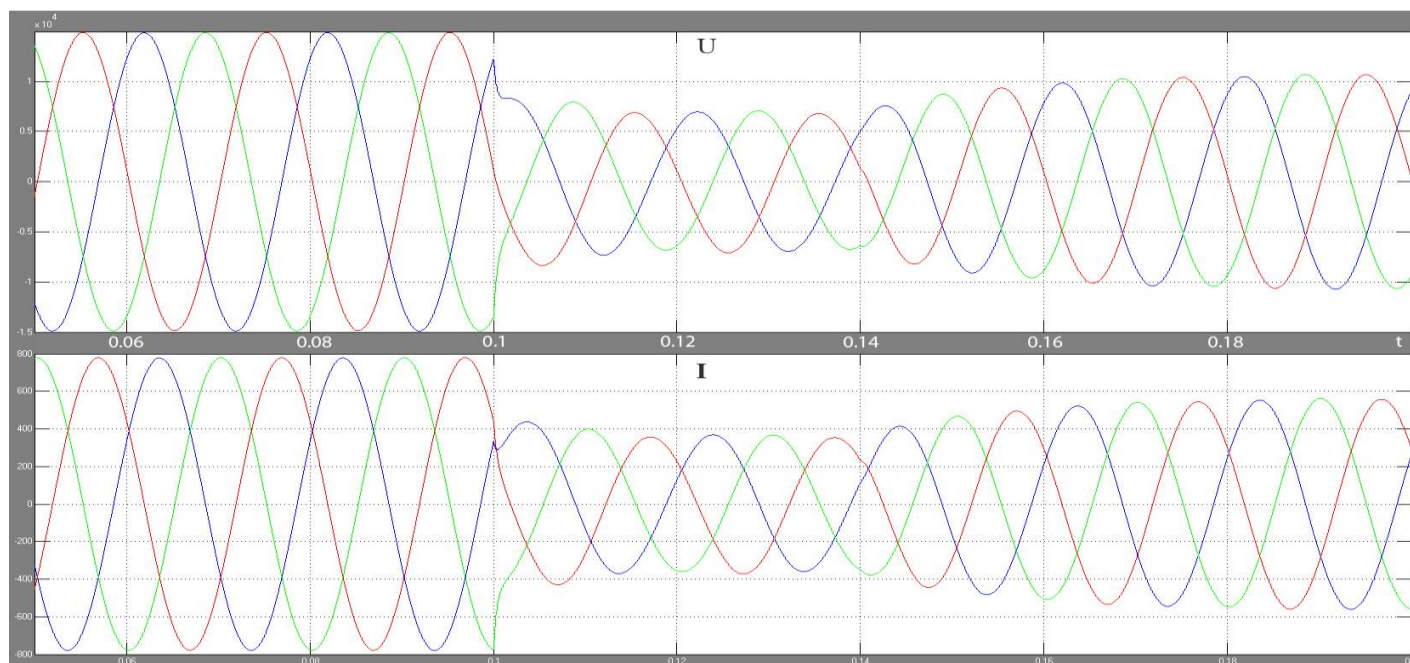


Рис. 3. ПН у промышленного потребителя и влияние форсировки возбуждения

Параметры модели следующие: сопротивление источника  $R_P = 0,04$  Ом, длина линии Л1 = 15 км, расстояние до места КЗ = 10 км. Удельные активные и индуктивные сопротивления прямой и нулевой последовательности линий:  $X_{л10} = 0,37$  Ом/км,  $X_{0л10} = 1,57$  Ом/км,  $R_{л0} = 0,57$  Ом/км,  $R_{0л10} = 0,72$  Ом/км. Параметры генератора SG:  $X_d = 1,805$  о.е.,  $X_q = 0,474$  о.е.,  $X_{d'} = 0,214$  о.е.,  $X_{d''} = 0,101$  о.е. Мощность генератора 8 МВт. Нагрузка  $S_H = 10$  МВт. Параметры трансформатора Т1:  $S_{ном} = 16$  МВт, параметры первичной обмотки  $U_1 = 110$  кВ, индуктивность рассеивания  $L_1 = 0,08$  о.е., параметры вторичной обмотки:  $U_2 = 10$  кВ,  $L_2 = 0,08$  о.е.

КЗ производилось в месте, указанном на линии 110 кВ, как показано на рис. 1, 2, время КЗ – 0,1 с, удаленность – 10 км от общих шин, на которых измерялся уровень остаточного напряжения, ток КЗ составил 10 кА. Остаточное напряжение в системе составило 75 кВ, что, в свою очередь, вызвало провал напряжения на низкой стороне до 50 % от номинального уровня.

Защита от потери питания (ЗПП) улавливает характерные признаки в течение 0,02 – 0,04 с, технический резуль-

тат заключается в повышении надежности и устойчивости технологических систем за счет ускорения действия защиты и снижения времени простоя технологических агрегатов. Устройство содержит блок направления мощности, пусковой блок минимальной частоты, первый логический блок, первое реле времени, первый исполнительный блок, блок минимального напряжения, второе реле времени, второй исполнительный блок, третье реле времени и второй логический блок [4, 5]. В нашем примере время срабатывания форсировки составило 0,14 с (рис. 3).

Как видно из осциллограммы, представленной на рис 2, при своевременном включении четырехкратной форсировки напряжения за 2 периода удается выйти на допустимое минимальное напряжение, при котором оборудование на промышленном предприятии не успеет остановиться.

### III. Выводы

Данный эксперимент говорит о том, что форсировка СГ по системе возбуждения эффективна и для повышения динамической устойчивости энергосистемы следует пересмотреть стандарты, используемые в СЭСПП, с позиции

предельной кратности форсировки возбуждения, т.е. заложить трех- и четырехкратную форсировку при выборе генератора для повышения качества электроснабжения. Выбор номинальных параметров генераторов системы внутреннего электроснабжения целесообразно производить в координации с требованием по ограничению глубины провала напряжения.

#### Список литературы

- [1] Гаврилов Ф.А. Качество электрической энергии: сб. лекций. – Мариуполь: Приазовский ГТУ, 2007. – 97 с.
- [2] Фишман В.С. Провалы напряжения в сетях промышленных предприятий. Причины и влияние на электрооборудование // Новости электротехники. – 2004. – № 5. – С. 24–28.
- [3] Карташев И.И., Тульский В.Н., Шамонов Р.Г. Управление качеством электроэнергии. – М.: Изд. дом МЭИ, 2006. – 320 с.
- [4] Беляев А.В. Противоаварийная автоматика в узлах нагрузки с мощными синхронными электродвигателями. – М.: НТФ Энерго-прогресс, 2008. – 40 с. (Библиотечка электротехника: приложение к журналу «Энергетик»; Вып. 9 (117)).
- [5] Абдуллазянов Э.Ю., Забелкин Б.А., Федотов А.И. Электроснабжение предприятий с непрерывным технологическим циклом производства // Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования: Матер. Всерос. науч.-техн. конф. – Томск, 2008. – С. 123–125.
- [6] ГОСТ 131.09-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения: введ. 1999-01-01. – М.: Изд-во стандартов, 1999. – 31 с.
- [7] Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: Высш. шк., 2001. – 336 с.
- [8] Веников В.А., Глазунов А.А., Жуков Л.А. Электрические системы и электрические сети: учебник. – М.: Высш. шк., 1998. – 511 с.
- [9] Кальдон Р., Фаура М., Феллин Л. Анализ влияния сетевых возмущений на установки промышленных потребителей // Промышленная энергетика. – 1994. – № 2.



# Определение допустимых параметров синхронизации для задачи включения на параллельную работу частей энергосистемы

Н.А. Беляев, Н.Р. Вагапов, А.Е. Генин, Д.С. Лоцман  
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири  
Кемерово, Россия  
BelyaevNA@osib.so-ups.ru

Несинхронное включение частей энергосистемы сопровождается бросками тока и электромагнитного момента, приводит к качаниям, а в крайних случаях – к потере синхронизма и возникновению асинхронного хода между генераторами энергосистемы. В то же время точное соблюдение условий синхронизации требует значительных затрат времени, а в ряде случаев – отключения потребителей дефицитной части энергосистемы. В настоящее время допустимость включения определяется предельными значениями параметров синхронизации, установленными в нормативных документах. Изучение вопросов увеличения предельных параметров синхронизации встречается как в зарубежной, так и в отечественной литературе, что свидетельствует об актуальности данного вопроса.

Решение исследовательской задачи осуществлялось при помощи математического моделирования, вычислительных экспериментов, применения методов теории электрических машин и электромеханических переходных процессов. В качестве инструмента исследования применялось моделирование в программном комплексе Eurostag.

Рассмотрены вопросы синхронизации частей энергосистем с учетом требований международных и отечественных стандартов. Предложена обобщенная методика определения предельных параметров синхронизации. Приведены результаты исследований процессов синхронизации частей энергосистем с применением предложенной методики.

Применение разработанной методики позволит определять предельные параметры синхронизации, при которых включение частей энергосистемы на параллельную работу не будет приводить к значительным неблагоприятным последствиям, что позволит сократить объемы нагрузки потребителей, отключаемых в дефицитной части энергосистемы, а также ускорить процесс включения.

*Ключевые слова: включение частей энергосистемы, синхронизация, несинхронные включения, параметры синхронизации.*

## Determination of synchronization parameters admissible values for the power system parts paralleling task

Nikolaj Belyaev, Nikita Vagapov, Anton Genin, Dmitriy Lotsman  
Interconnected dispatching office of the Energy Systems of Siberia  
Kemerovo, Russian Federation  
BelyaevNA@osib.so-ups.ru

The out-of-phase paralleling of the power system parts lead to a high value current and electromagnetic torque, which results in disturbances, and could causes fall out generators from synchronism. At the same time, the precise matching of the synchronization parameters needs a long time synchronization and often requires a load disconnection. Admissible values of the synchronization parameters defined in normative documents. However, scientists from different countries conduct the researches of out-of-phase paralleling that demonstrates a high interest for this problem.

A study was conducted according to the theories of the electrical machines and power system transients, with use of mathematical modelling. In order to verification of the suggested technique, the Eurostag software was used.

The article describes a power system synchronization aspects with respect to the Russian and international standards. A synchronization parameters limits determination technique is proposed. The study results of the power system synchronization processes according to proposed technique are presented.

The proposed technique is suitable for determination of the synchronization parameters limits that provides a fast and reliable synchronization and reduces load disconnection.

*Keywords: power system part paralleling, synchronization, out-of-phase paralleling, synchronization parameters.*

## I. ВВЕДЕНИЕ

Определение предельных параметров электрического режима, при которых возможно успешное несинхронное включение частей энергосистем на параллельную работу, представляет важную задачу, особенно актуальную при ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистемы, обусловленных разделением энергосистемы на изолированно работающие части. Нарушения такого характера сопровождаются существенными отклонениями частоты и напряжения в выделенной части от допустимых значений и нередко вводом графиков временного отключения потребления.

Величина отклонений параметров электрического режима, при которых допускается включение частей энергосистемы на синхронную параллельную работу, определяет объемы, а продолжительность синхронизации – длительность отключения потребителей и нарушения нормального режима работы энергосистемы в целом. С другой стороны, необоснованное расширение допустимых пределов способно привести к таким последствиям, как асинхронный ход генераторов объединяемых частей энергосистемы и повреждение оборудования: подгорание контактов объединяющего выключателя, повреждение обмоток генераторов и трансформаторов, излишние механические воздействия на вращающуюся часть генерирующего оборудования. Таким образом, задача определения допустимых условий объединения частей энергосистем на параллельную работу заключается в поиске оптимального решения, обеспечивающего надежное и безопасное включение при минимальных объемах и продолжительности отключения электроустановок потребителей.

В связи с изложенным, недопустимым представляется объединение частей энергосистем с применением предельных параметров при наличии возможности достижения более благоприятных для включения условий с использованием системных регуляторов. Применение расширенных пределов следует рассматривать как базальтернативный способ недопущения отключения потребителей в больших объемах.

Допустимость включения частей энергосистемы определяется допустимостью протекающих токов и электромагнитных моментов, возникающих в элементах энергосистем в момент включения [1]. При этом в качестве параметров электрического режима, определяющих успешность включения энергосистем на параллельную работу, следует понимать параметры синхронизации [7]:

- разность частот;
- разность фазовых углов;
- разность модулей векторов напряжения на полюсах коммутационного аппарата, объединяющего несинхронно работающие части энергосистемы.

Существующие отечественные стандарты [2] разрешают выполнять объединение частей энергосистем с разностью частот до 0,1 Гц. При этом для снижения объемов отключаемой нагрузки в дефицитной части энергосистемы допускается выполнять синхронизацию при понижении частоты в избыточной части, но не ниже 49,8 Гц. В части допустимых разности фазовых углов и разности модулей напряжений векторов напряжения объединяемых частей энергосистемы жесткие требования нормативных

документов отсутствуют. Для синхронизации генераторов с электрической сетью рекомендуется обеспечить разности в 10° и 5 % соответственно [6].

В стандарте международной ассоциации Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) для распределенной генерации [3] допустимые отклонения приводятся в зависимости от суммарной установленной мощности выделенной части. Так, для части энергосистемы мощностью от 500 до 1500 кВА допускаются следующие пределы: разность частот – 0,2 Гц, разность напряжений – 5 %, разность фазовых углов – 15°. Для энергосистем от 1500 кВА применяются более жесткие требования: разность частот – 0,1 Гц, разность напряжений – 3 %, разность фазовых углов – 10°. При этом в ряде источников отмечено, что на практике включение часто производится при менее благоприятных условиях [4, 5].

Важно отметить, что объединение частей энергосистемы на параллельную синхронную работу должно проводиться только по выключателям присоединений, имеющих техническую возможность контроля величин вышеуказанных параметров. Отсутствие такой возможности способно привести к развитию технологического нарушения, возникновению асинхронного хода по замыкаемой и смежным связям, как это произошло в объединенной энергосистеме Урала в 2000 г. [8].

## II. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Цель работы – выработка обобщенного подхода к определению предельных параметров электрического режима для объединения частей энергосистемы, позволяющего предотвратить излишнее отключение потребителей, обеспечить надежное функционирование энергосистемы и исключить возникновение опасных факторов, способных привести к повреждению оборудования при включении объединяющего выключателя.

Для достижения указанной цели были поставлены и решены следующие задачи:

1. Разработка обобщенной методики определения предельных параметров электрического режима, при которых возможно выполнить синхронизацию частей энергосистемы.
2. Оценка возможных отклонений от расчетных условий, технической стороны вопроса и необходимости учета коэффициентов запаса для предельных параметров электрического режима.
3. Рассмотрение расчетной аварии отделения энергосистемы Забайкальского края от ОЭС Сибири на изолированную работу в программном комплексе Eurostag.

## III. ОБОБЩЕННАЯ МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРЕДЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ВКЛЮЧЕНИЯ ЧАСТЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМ НА ПАРАЛЛЕЛЬНУЮ РАБОТУ

В основе обобщенной методики лежит рассмотрение расчетных аварий с использованием специализированных программных комплексов, позволяющих оценить качество переходных процессов, возникающих в момент несинхронного объединения частей энергосистемы. Для этого анализируется совокупность схемно-режимных ситуаций, при которых возможно разделение энергосистемы на изо-

лированно работающие части. Сложность задачи обуславливается неоднозначностью в общем случае мест деления энергосистемы и состава сетевого и генерирующего оборудования в момент разделения.

В случае невозможности однозначного определения схем деления энергосистемы, а также при существенном влиянии совокупности исходных схем на результаты расчетов целесообразным представляется расчет предельных параметров электрического режима для наиболее характерных схемно-режимных ситуаций.

Для проведения расчетов определяется сечение, по которому выполняется деление энергосистемы. Принимая во внимание, что объединение энергосистем выполняется, как правило, вручную (процессы автоматического повторного включения в данной работе не рассматриваются), следует учитывать тот факт, что действие систем регулирования, а также синхронный и демпфирующий моменты, возникающие сразу после разделения, будут способствовать результирующей устойчивости [1]. Таким образом, опыты объединения частей энергосистем проводятся только после того, как в её частях будет достигнут установившийся режим.

При выполнении расчетов производится проверка выполнения следующих основных условий:

- обеспечение условий несрабатывания релейной защиты и противоаварийной автоматики, а также технологической автоматики, действующей на отключение оборудования электростанций и электроустановок потребителей;
- сохранение устойчивой работы синхронизируемых частей и обеспечение устойчивости объединенной энергосистемы;
- недопущение превышения допустимой кратности тока, а также величины электромеханических моментов, вызывающих повышенные нагрузки на валу агрегатов энергосистемы;
- переток активной мощности по коммутируемой связи, а также смежным сетевым элементам и контролируемым сечениям после включения не должен превышать максимально допустимых значений;
- недопущение превышения установившимися после включения токами по сетевым элементам длительно допустимых значений.

По результатам проведенных расчетов выполняется построение областей допустимого включения в виде взаимных зависимостей параметров синхронизации.

#### IV. ОЦЕНКА НЕОБХОДИМОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАПАСА

Принимая во внимание возможные отклонения расчетных условий от фактических, целесообразным представляется применение коэффициентов запаса по предельным параметрам несинхронного включения. К причинам таких отклонений следует отнести различия между расчетной и фактической схемно-режимной ситуацией, идеализированное представление программных моделей, применение упрощений и допущений при расчетах, разновременность включения фаз объединяющего выключателя и другие.

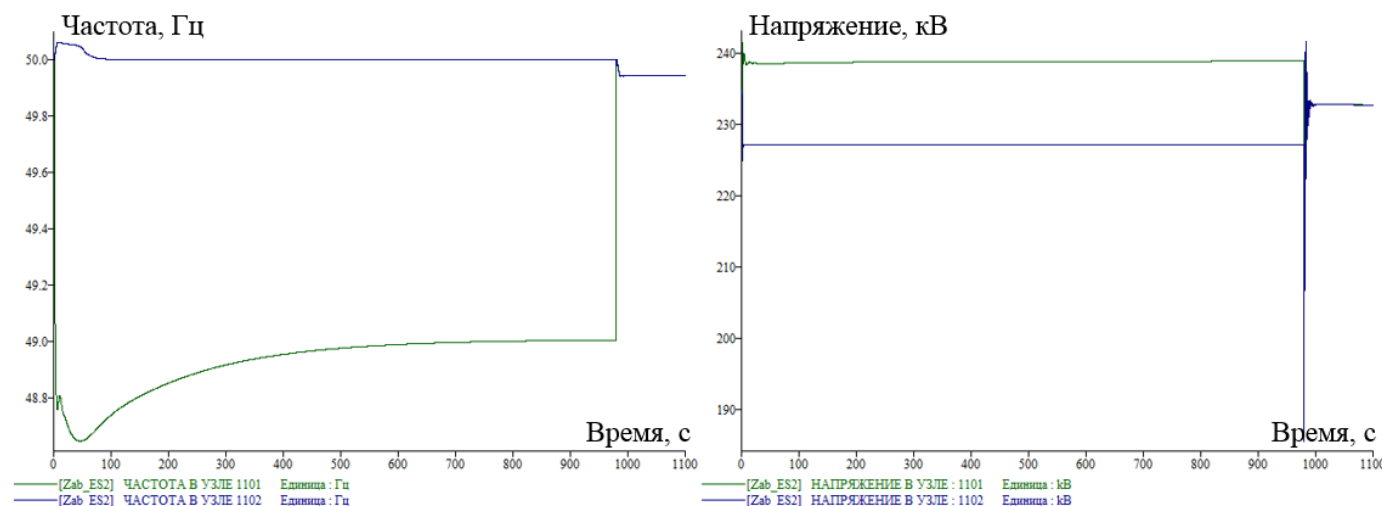
В виду того, что аналитически оценить влияние всех вышеперечисленных факторов на результаты определения предельных параметров невозможно, представляется необходимым использование нормированных коэффициентов запаса.

В качестве отдельного ограничивающего фактора при определении допустимой разности частот частей энергосистемы следует отметить характер производимых операций по обеспечению синхронного включения. Так, при ручном включении, контроль параметров производится с использованием колонки синхронизации, а момент включения выбирается оперативным персоналом с учетом текущей величины разности фазовых углов и скорости их изменения (скольжения). В случае если включение производится при регламентированной разности частот в 0,1 Гц, полный относительный оборот векторов напряжений синхронизируемых частей энергосистемы будет совершен за 10 с, а скорость изменения угла достигнет  $36^\circ$  в секунду. При увеличении разности частот в 5 раз (до 0,5 Гц) скорость изменения угла достигнет  $180^\circ$  в секунду. Очевидно, что обеспечить точное улавливание требуемого угла синхронизации в этом случае затруднительно, а следовательно, действительный угол включения будет произвольным и будет ограничиваться уставкой блокирующих реле и собственным временем включения выключателя. Последнее может оказать определяющее влияние на качество процесса включения. Например, для выключателя У-220-1000/2000-25У1 собственное время включения может достигать 0,7-0,9 с в зависимости от напряжения на катушке включения [9]. Тогда, подавая команду на включение объединяющего выключателя, следует учитывать, что при разности частот в 0,1 Гц угол опережения составит  $25 - 32^\circ$ , но при разности частот в 0,5 Гц его значение увеличится до  $126 - 162^\circ$ . Для современных элегазовых выключателей собственное время включения составляет 55 – 62 мс. В этом случае угол опережения будет равен  $1,9 - 2,2^\circ$  для скольжения 0,1 Гц и  $9,9 - 11,2^\circ$  для 0,5 Гц.

Вышесказанное актуально и для задачи включения энергосистем на параллельную работу с использованием полуавтоматической синхронизации при наличии в цепях управления реле с постоянным углом опережения.

#### V. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Для анализа возможности применения предложенной методики была воспроизведена схемно-режимная ситуация отделения энергосистемы Забайкальского края от ОЭС Сибири на изолированную работу. С учетом наличия достаточного количества регулирующих устройств в обеих частях энергосистемы для учета возможной разности модулей напряжения было принято отклонение в 5 % от номинального значения. Так, напряжение на выводе объединяющего выключателя со стороны ОЭС Сибири было установлено равным 227 кВ, а со стороны ЭС Забайкальского края – 238 кВ. Для группы рассмотренных схемно-режимных ситуаций обеспечить устойчивое включение, не допускающее превышения допустимого перетока по связи, удавалось при разности частот до 1 Гц (рисунок). Исследование процессов несинхронного включения при большей разности частот для поставленной задачи проводить нецелесообразно.



Зависимости частот и напряжений на выводах объединяющего выключателя от времени

С учетом особенностей программного комплекса Eurostag фазовые углы роторов генераторов рассчитываются относительно центра инерции, перемещающегося со средней частотой изолированной части энергосистемы. Для анализа процессов включения частей энергосистемы на параллельную работу необходимым является использование функции расчета фазовых углов роторов генераторов относительно абсолютной синхронной оси. Однако в ходе расчетов было зафиксировано несоответствие воспроизводства динамических процессов отделения энергосистем на изолированную работу при использовании различных алгоритмов отсчета фазовых углов роторов генераторов. Анализ и устранение причин такого несоответствия является обязательным условием для определения предельной разности фазовых углов.

## VI. ВЫВОДЫ

В работе рассмотрены вопросы определения предельных параметров электрического режима для обеспечения успешного объединения частей энергосистемы на синхронную параллельную работу. Предложена обобщенная методика, позволяющая расчетным путем произвести определение предельных параметров. В связи с расчетным характером методики сделан вывод о необходимости назначения нормированных коэффициентов запаса по контролируемым параметрам.

Отмечено, что при определении предельной разности частот между объединяемыми частями энергосистемы следует принимать во внимание технический характер производимых операций по обеспечению синхронного включения и параметры коммутационного оборудования.

## Список литературы

- [1] Хачатуров А.А. Несинхронные включения и ресинхронизация в энергосистемах. – М.: Энергия, 1969.
- [2] Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем / Министерство энергетики российской федерации. – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2004. – 72 с.
- [3] IEEE Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems // IEEE 1547-2005. – 28 p.
- [4] Thompson M.J. Fundamentals and advancements in generator synchronizing systems // 65<sup>th</sup> Annual Conference for Protective Relay Engineers. – 2012. – P. 203–214.
- [5] Seeley N.C., Craig C., Rainey T. Advances in generator control and automatic synchronization – eliminating the need for standalone synchronization systems // Petroleum and Chemical Industry Technical Conference (PCIC), Record of Conference Papers Industry Applications Society 59<sup>th</sup> Annual IEEE, Chicago, 24-26 Sept. 2012. – P. 1–9.
- [6] Пособие для изучения правил технической эксплуатации электрических станций и сетей (электрическое оборудование) / Под общ. ред. Ф.Л. Когана. – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2004. – 352 с.
- [7] Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электроэнергетических системах: Учеб. для электро-энергет. спец. вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1985. – 536 с.
- [8] Красник В.В. Потребители электрической энергии, энергоснабжающие организации и органы Ростехнадзора: правовые основы взаимоотношений: Производственно-практическое пособие. – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2013. – 166 с.
- [9] Фридман С.А. Руководство по капитальному ремонту масляного выключателя У-220-1000/2000-25У1. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1981. – 31 с.

# Использование электротранспорта в качестве потребителя-регулятора графиков нагрузки

А.С. Бирюкова, Г.Р. Титова

ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ»  
Москва, Россия  
biannse@rambler.ru

В настоящее время графики нагрузки имеют неравномерную структуру потребления электроэнергии во временных интервалах день – ночь. Вследствие этого, производители электроэнергии при сокращении электропотребления в ночное время вынуждены сокращать производство электрической энергии на своих установках. Одним из наиболее доступных способов выравнивания графиков нагрузки видится электрифицированный транспорт, включая автомобильный.

*Ключевые слова: графики нагрузки, экономические критерии, режим потребления, аккумулирующие устройства, электрифицированный транспорт, электромобиль.*

## Use of electric transport as a controlled consumer load schedule

A.S. Biriukova, G.R. Titova

National Research University «Moscow Power Engineering Institute»  
Moscow, Russian Federation  
biannse@rambler.ru

At the present time the load charts are non-uniform structure of electricity consumption in the time intervals day – night. Because of this, manufacturers of electricity while reducing electricity consumption during the night forced to reduce production of electric energy at their plant. One of the most affordable ways to load leveling schedules seems electrified vehicles, including the car.

*Keywords: schedules, economic criteria, consumption mode, accumulating devices, electrified transport, electric car.*

### I. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

В настоящее время лидерами по производству электроэнергии являются такие страны, как КНР, США, Индия, Россия и Япония. Доля производства электроэнергии стран КНР и США составляет 20 % от всего производства электроэнергии в мире. Вместе с тем данные страны занимают также лидирующие позиции в части потребления электроэнергии. Россия в этом списке занимает четвертое место. В 2014 г. потребление электроэнергии в России составило 1040,2 млрд кВт ч, в 2015 г. потребление составило 1036,4 млрд кВт ч [1].

Исследованием [2] установлено, что электропотребление весьма эластично реагирует на изменения в экономике страны, особенно это ярко проявляется в периоды кризисов и на фазе подъема экономики страны.

Графики нагрузок по всей территории России имеют схожий вид, это объясняется структурой потребления электроэнергии во временных интервалах день – ночь. Максимумы электропотребления приходятся на утро, когда большая часть предприятий начинает рабочий день, и на вечер, когда население возвращается с работы и включает бытовую технику. В ночные часы наблюдается избыток электроэнергии. Производители электроэнергии, такие как ГЭС, ГРЭС, ТЭС, при сокращении электропотребления в ночное время вынуждены сокращать произ-

водство электрической энергии на своих установках. Неравномерные нагрузки на генерирующем оборудовании приводят к досрочному износу оборудования, сокращению ресурса работы и, как следствие, к постоянному росту цен на электроэнергию.

Решение задачи заключается в более равномерном электропотреблении в течение суток населением и предприятиями РФ. Энергосбытовые компании для мотивации более равномерного потребления электроэнергии разработали и применяют различные тарифы за потребляемую электроэнергию: одноставочный, двухставочный и многоставочный. Цена за кВт ч в двухставочном тарифе делится на дневную (7 – 23) и ночную (23 – 7) зоны, при этом ночной тариф в 4 раза меньше дневного. В многоставочном тарифе деление происходит по зонам нагрузки: ночная, полупиковая и пиковая. В пиковой зоне максимально используется всё генерирующее оборудование, включая оборудование с высокой себестоимостью электрической энергии.

### II. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Необходимо решить вопрос экономической целесообразности выравнивания графика нагрузки по принципу mini-max. Целевая функция выбора оптимального режима выравнивания графика – минимум суммарных затрат на выравнивание и максимум эффекта от выравнивания:

$$\sum 3 = 3_3 + 3_n = \sum_{i=1}^{\tau} (I_i + E_b K_i), \quad (1)$$

где  $3_3$  – сумма затрат на производство, передачу и распределение электроэнергии;  $3_n$  – сумма затрат, связанных с использованием электроэнергии потребителями;  $K_i$  – капитальные затраты в комплексе «энергосистема – потребитель»;  $I_i$  – издержки комплекса «энергосистема – потребитель»;  $E_b$  – коэффициент внутренней эффективности.

Определим экономическую эффективность комплекса «энергосистема – потребитель» из выражения

$$\begin{aligned} \Theta_k = \Theta_3 - \Delta 3_n = \sum_{i=1}^{\tau} \left[ \Delta I_{3i} + E_b \Delta K_{3i} (1 + E_{\text{ин}})^{\tau-t} \right] - \\ - \sum_{i=1}^{\tau} \left[ \Delta I_{ni} + E_b \Delta K_{ni} (1 + E_{\text{ин}})^{\tau-t} \right], \quad (2) \end{aligned}$$

где  $\Theta_3$  – экономия затрат в энергосистеме;  $\Delta 3_n$  – затраты предприятия на создание режима выравнивания;  $\Delta K_{3i}$  – экономия капитальных вложений в пиковую мощность.

### III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Одним из способов выравнивания графиков нагрузки потребления электроэнергии является применение электромобилей в качестве потребителей электроэнергии. По итогам 2015 г. в Европе продажи новых автомобилей составили около 14,2 млн ед., из которых 192,5 тыс. ед. – это электромобили [3]. В Москве за 2015 г. продажи автомобилей составили 52 тыс. ед., из которых электромобили составили 65 ед. [4]. Таким образом, в Европе доля продаж электромобилей составила 1,36 % от общего числа продаж, в то время как в Москве этот показатель составил всего лишь 0,13 %.

Представим, что в Москве со временем доля электромобилей вырастет и достигнет европейских показателей. Вследствие этого потребление электроэнергии в городе увеличится за счёт расширения сети зарядных станций для электромобилей.

На данный момент существует три вида зарядных станций: 1) устройства заряда батарей электромобилей для индивидуального (бытового) использования мощностью до 22 кВт; 2) станции заряда для публичного использования мощностью до 44 кВт; 3) станции экспресс-заряда мощностью до 50 кВт.

В зависимости от вида зарядных станций, скорость зарядки изменяется, а именно: при зарядке от индивидуаль-

ной или публичной станции время заряда батареи электромобиля составляет от 4 до 9 ч., при зарядке от станций экспресс-заряда время заряда сократится до 20-30 мин.

Количество потребляемой электроэнергии при зарядке электромобиля зависит от мощности его батарей. В настоящее время мощность батарей электромобилей варьируется в пределах от 15 до 200 кВт [5]. В качестве предварительного анализа экономической эффективности рассмотрим применение среднего класса электромобилей с мощностью батареи 80 кВт. При европейских тенденциях роста количество электромобилей в Москве к концу 2016 г. составит 1000 ед., и, как следствие, величина потребляемой мощности для зарядки увеличится на 57 тыс. кВт. При сохранении темпов роста увеличения парка электромобилей в Москве величина потребляемой мощности для зарядки электромобилей к концу 2020 г. составит 285 тыс. кВт. Если принять условие ежегодного удвоения доли продаж электромобилей от общего количества продаж автомобилей, то к концу 2020 г. парк электромобилей увеличится и составит 21916 ед., при этом величина потребляемой мощности для зарядки электромобилей составит 1753,28 МВт.

### IV. ВЫВОДЫ

Полный заряд батарей электромобилей будет осуществляется в ночное время, что приведёт к выравниванию графика нагрузки электропотребления мегаполиса. Применение аккумулирующих устройств для экономии потребления электроэнергии электрифицированного транспорта и электромобилей поможет предотвратить возможное возникновение дефицита электроэнергии.

### Список литературы

- [1] Потребление электроэнергии в ЕЭС России в 2015 году уменьшилось на 0,5 % по сравнению с 2014 годом [Электронный ресурс].
- [2] Антонов Н.В. Проблемы среднесрочного и долгосрочного прогнозирования электропотребления в России // Анализ и прогноз развития отраслей топливно-энергетического комплекса (семинар А.С. Некрасова): 156-е заседание 24.02.2015 г. – М.: Изд-во ИПП РАН, 2015. – С. 57.
- [3] За 2015 год продано более полумиллиона электромобилей во всем мире, рост рынка составил 70 % [Электронный ресурс].
- [4] ГИБДД: продажи электромобилей в Москве в 2015 году выросли почти в два раза [Электронный ресурс].
- [5] Электрический автомобиль [Электронный ресурс].

# Анализ влияния смены часовых поясов и перехода на летнее время на функционирование ОЭС Сибири

М.И. Блаженкова, Р.Б. Наумкин  
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири  
Кемерово, Российская Федерация  
blazhenkovami@osib.so-ups.ru

Оценка влияния смены часовых поясов и перехода на летнее время на величину электропотребления и мощности является актуальной в связи с тем, что периоды и величина утренних и вечерних максимумов потребления определяют форму графика потребления электроэнергии и мощности в целом. Существующие исследования содержат противоречивую информацию по данному вопросу. Посредством методов математической статистики проанализированы данные по энергопотреблению разных групп потребителей по всем энергосистемам, входящим в состав ОЭС Сибири, за период 2000 – 2016 гг. Получено, что влияние перехода на летнее время проявляется в период апрель – май и июль – август (порядка 38 % года). Эффект выражается только в отношении населения, сферы ЖКХ, предприятий торговли и сферы услуг, а также мелкомоторных потребителей. Выявлено, что в масштабах всей энергосистемы эффект от перехода на летнее время незначителен. Для большинства территорий ОЭС Сибири наиболее эффективное использование светлого времени суток достигается при времени [астрономическое +2], что соответствует постоянному летнему времени. Разработана методика оценки эффективности системы времяисчисления в отношении электропотребления, основанная на сравнении долей годовых периодов бодрствования населения, приходящихся на светлое время суток. Результаты исследований могут быть применены при разработке рекомендаций о выборе оптимальной системы времяисчисления, мер по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, повышению точности планирования электроэнергетического режима работы энергосистем.

*Ключевые слова: система времяисчисления, электропотребление.*

## The analysis of the influence of time zone change and switch to daylight saving time on operation of the interconnected power system of Siberia

M.I. Blazhenkova, R.B. Naumkin  
«System Operator of the United Power System», Joint-stock Company  
Kemerovo, Russian Federation  
blazhenkovami@osib.so-ups.ru

The urgency of the issue of the analysis of the influence of time zone change and switch to daylight saving time on electrical power consumption is based on the fact that the time and value of morning and evening power consumption peaks determine in whole the form of electrical energy and power consumption schedule. Available researches contain contradictory information concerning this question. Methods of the statistical theory were used while analyzing the energy consumption data of different customer groups of the power systems entering into the composition of the IPS of Siberia over a period from 2000 to 2016. According to the estimation of taken data, the influence of the switch to daylight saving time appears over periods from April to May and from July to August (approximately 38 % of the year). This effects emerges only in relation to households, housing and communal services sphere, trade and service enterprises and small motor consumers. It is detected that the switch to daylight saving time has a minor effect on the interconnected power system scale. For most territories of the IPS of Siberia the most effective usage of daylight is found at the time [astronomical time +2] that is in congruence with permanent daylight saving time. The estimation technique of time reckoning efficiency in respect of electrical power consumption has been developed. It is based on the comparison of shares of the year wakeful state periods that coincide with daylight time. The results of obtained research can be applied when developing the recommendations on optimum time reckoning system selection, energy-efficiency measures, accuracy increase of power system state planning.

*Keywords: time reckoning, electrical energy consumption.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Летнее время было введено в СССР в 1981 г. До 2011 г. летнее время на всей территории России вводилось в последнее воскресенье марта в 2 часа ночи путём перевода стрелок часов на один час вперёд. Отмена летнего времени производилась с 1984 по 1995 гг. в последнее воскре-

сенье сентября, а с 1996 по 2010 гг. – в последнее воскресенье октября, в 3 часа ночи.

В 2011 г. переход на летнее время применяли 79 из 237 государств и автономных территорий (островных владений, полярных станций и т.д.).

На рис. 1 представлена информация о мировой динамике числа стран и территорий, применяющих сезонное время.

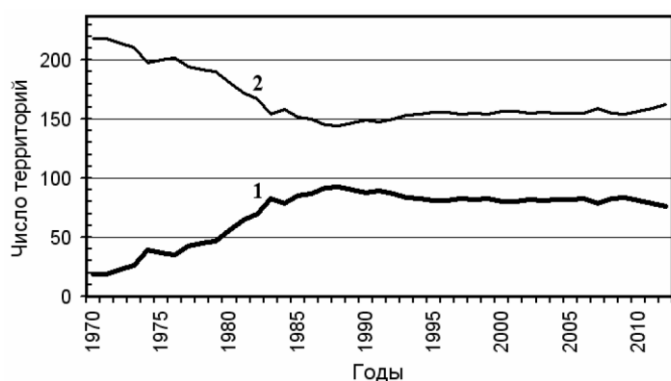


Рис. 1. Мировая динамика числа стран и территорий: 1 – применяющие переход на сезонное время целиком или на части территории; 2 – не применяющие сезонное время

8 февраля 2011 г. Дмитрий Медведев объявил о принятии решения об отмене сезонного перевода часов, сформулировав это, как «отмену перехода на зимнее время». Также в законе 2011 г. «Об исчислении времени» вводится понятие «часовая зона», не соответствующее прежнему понятию «часовой пояс» применительно к России [1].

В 2014 г. были внесены изменения в Федеральный закон «Об исчислении времени»: изменено количество часовых зон и их соответствие часовым поясам в национальной шкале времени Российской Федерации UTC (SU). Во всех субъектах РФ, энергосистемы которых входят в ОЭС Сибири, за исключением Кемеровской области, часы были переведены на час назад.

В 2016 г. изменение часового пояса произошло в Забайкальском крае, Алтайском крае, Республике Алтай, Томской области.

Одним из факторов при выборе тех или иных вариантов исчисления времени является экономия электроэнергии [2].

**Целью работы** было выявить влияние смены часовых зон и перехода на летнее время на функционирование ОЭС Сибири.

## II. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ СИСТЕМЫ ВРЕМЯИСЧИСЛЕНИЯ НА ДОЛЮ ГОДОВОГО ПЕРИОДА БОДРСТВОВАНИЯ НАСЕЛЕНИЯ, ПРИХОДЯЩУЮСЯ НА СВЕТЛОЕ ВРЕМЯ СУТОК

Число часов светлого времени суток в какой-либо точке земного шара зависит от географической широты этой точки. В свою очередь доля периода бодрствования населения (далее – ПБ), приходящаяся на светлое время суток, зависит от часового пояса в данной местности и использования или не использования перехода на летнее время.

Рациональное использование светлой части суток приводит к снижению потребления электрической энергии и мощности в ЭЭС России из-за меньшего использования осветительной нагрузки в бытовом, коммунальном и производственном секторах.

При начале рабочего дня в 8-9 часов утра и физиологической норме ночного сна 7-8 часов необходимо просыпаться в 6-7 утра и засыпать в 22-23 часа. Следовательно, за период бодрствования населения можно принять период времени с 6 до 23 часов.

Годовая продолжительность бодрствования среднего человека составляет  $17 \text{ часов} \times 365 \text{ суток} = 6205 \text{ часов}$ .

В таблице приведены результаты оценки доли годового периода бодрствования, приходящейся на светлое время суток, для административных центров субъектов РФ, энергосистемы которых входят в ОЭС Сибири.

Из таблицы видно, что после перехода Кемеровской области в другую часовую зону в 2010 г. доля годового ПБ населения, приходящаяся на светлое время суток, снизилась на 1,3 % (на 80 часов).

Произошедшие в 2011 г. изменения не изменили полноту использования светлого времени. В период с весны 2011 г. по осень 2014 г. изменений времени не происходило, на территории Российской Федерации действовало летнее время. Преимущество такой системы – отсутствие неудобств, связанных с необходимостью дважды в год переводить часовые стрелки. Несмотря на то, что при круглогодичном летнем времени зимой рассветает позже и часть времени население вынуждено вставать и идти на работу/школу в темноте, вечерний светлый час представляется более полезным (вечером наблюдается пик энергопотребления).

ПЕРИОДЫ БОДРСТВОВАНИЯ НАСЕЛЕНИЯ, ПРИХОДЯЩИЕСЯ НА СВЕТЛОЕ ВРЕМЯ СУТОК

Город	Сумма светлого времени за год, час	Доля годового ПБ, приходящаяся на светлое время суток, %					
		2009 г.	2010 г.	2011 – 2013 гг.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Улан-Удэ	4 950	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2
Чита	4 953	78,7	78,7	78,7	78,7	74,7	77,6
Иркутск	4 958	78,5	78,5	78,5	78,5	78,5	78,5
Барнаул	4 979	77,5	77,5	77,5	77,5	74,7	77,4
Абакан	4 986	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4
Омск	5 016	78,5	78,5	78,5	78,5	78,5	78,5
Новосибирск	5 018	77,7	77,7	77,7	77,7	77,7	77,7
Кемерово	5 025	78,6	77,3	77,3	77,3	77,3	77,2
Красноярск	5 044	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2
Томск	5 056	77,4	77,4	77,5	77,5	74,7	76,4



Переход Забайкальского края в октябре 2014 г. в Иркутский часовой пояс существенно снизил долю годового ПБ, приходящуюся на светлое время суток в 2015 г., а возврат в Якутский часовой пояс в апреле 2016 г. увеличит долю годового ПБ на 2016-й и последующие годы.

Аналогичная ситуация наблюдается и по Алтайскому краю, Республике Алтай и Томской области – отрицательное влияние смены часовой зоны в 2014 г. на величину ПБ, приходящегося на светлое время суток, и положительный эффект при изменении времяисчисления в 2016 г.

Необходимо определить, проявляется ли влияние перевода стрелок на долю годового периода бодрствования населения в светлое время в определенный период или на протяжении всего года.

Рассмотрим пример с Кемеровской областью в 2009 и 2010 гг. (рис. 2).

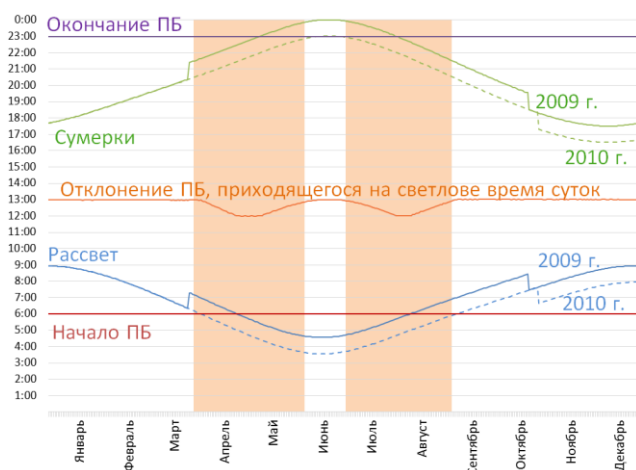


Рис. 2. Отклонение ПБ, приходящегося на светлое время суток, в 2009 и 2010 гг. (Кемеровская область)

Для г. Кемерово сравнение 2009 и 2010 гг. показало, что разница величин годового ПБ населения, приходящегося на светлое время суток, проявляется только с начала апреля по середину июня и с начала июля по начало сентября. Данный период составляет порядка 38 % года.

В остальное время отклонений не наблюдается.

### III. АНАЛИЗ СРЕДНЕСУТОЧНЫХ ГРАФИКОВ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

Для анализа среднесуточных графиков электропотребления были выбраны рабочие дни с максимальной разницей ПБ населения, приходящегося на светлое время суток.

На рис. 3 представлены данные о рабочих днях за 2009 – 2011 гг.

Как видно, характер изменения электропотребления в 2009 г. (когда Кемеровская область располагалась в другом времени относительно остальных лет) несколько отличается от графиков 2010 – 2011 гг. В частности, наблюдается сдвиг вечернего пика нагрузки.

При рассмотрении уровня и формы графиков электропотребления анализировались данные за 15 лет (2000 – 2015 гг.). Исследования проводились на основе анализа получасовых значений потребления региональных объединенных энергосистем. Сделан вывод о том, что измене-

ние температуры наружного воздуха не является определяющим фактором формы графика прироста потребления.

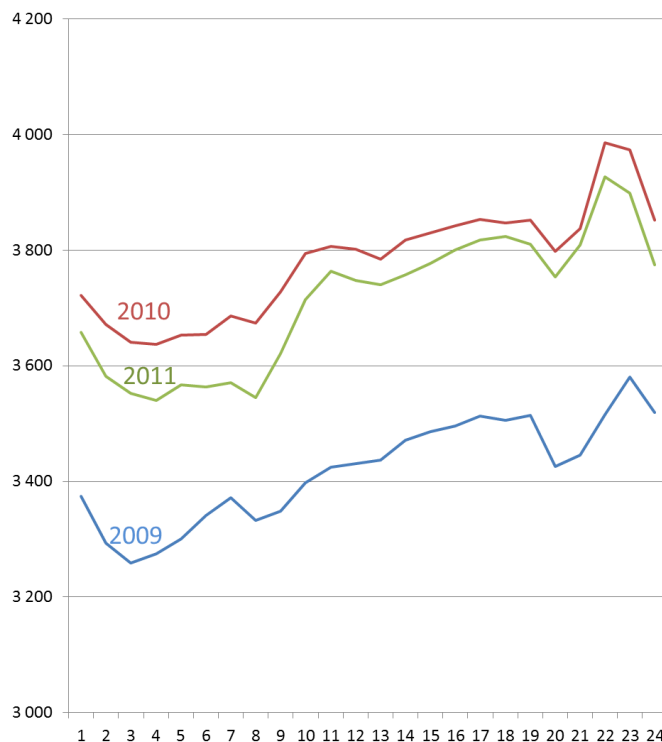


Рис. 3. Среднесуточные графики электропотребления в дни максимального отклонения ПБ, приходящегося на светлое время суток (апрель-май)

Были рассчитаны коэффициенты неравномерности и загрузки графика электропотребления для Кемеровской области. Чем ближе значения данных коэффициентов к единице, тем лучше. Выявлено, что значения коэффициентов неравномерности и коэффициентов загрузки полученных графиков постепенно снижаются. В то же время четкой выраженной зависимости электропотребления от присутствия (отсутствия) факта перевода стрелок не наблюдается, что говорит о наличии влияния на характер электропотребления других факторов.

Проведён анализ формы графика электропотребления по основным группам потребителей. Выявлено отсутствие зависимости электропотребления от системы исчисления времени по следующим группам потребителей: чёрная и цветная металлургия, нефтеперерабатывающая отрасль, транспортировка газа и нефти, химическое производство, угледобывающие предприятия. В то же время данная зависимость проявляется в отношении населения, сферы ЖКХ, предприятий торговли и сферы услуг, а также мелкомоторных потребителей.

Изучено влияние перевода времени на пиковую мощность ОЭС Сибири. Зависимость характера суммарного среднесуточного графика электропотребления по ОЭС Сибири от наличия/отсутствия факта перевода времени в осенний период не выявлена.

### IV. МЕЖДУНАРОДНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

В 1975 г. Министерство транспорта США выполнило подсчёт, согласно которому потребление электроэнергии сокращалось на 1 %, а нефти — на 3 млн баррелей в ме-

сяц. Но спустя год Национальный институт стандартов и технологий констатировал отсутствие особой экономии.

В 2007 г. Университет Осаки (Япония) разработал компьютерную модель для расчёта переводов времени в Осаке. Эта модель показала отсутствие особой экономии энергии. Япония не переводит часы несколько последних десятилетий.

В 2007 г. Кембриджский университет в Великобритании констатировал, что переход на летнее время на практике не уменьшает, а стимулирует уровень потребления электроэнергии [3].

В 2008 г. Министерство энергетики США сообщило, что увеличение на 2 недели продолжительности летнего времени сэкономило 0,5 % электроэнергии за этот период.

По данным американских и европейских учёных, опубликованных в ведущем европейском журнале «Der Spiegel», перевод часов не снижает, а повышает на 1 – 4 % потребление электроэнергии за счёт повышенной потребности в отоплении в зимнее время и кондиционировании помещений летом.

В Казахстане летнее время решили отменить (в 2005 г.), ссылаясь на исследования Комитета по техническому регулированию и метрологии Министерства индустрии и торговли Казахстана. Эти исследования показали, что экономия электроэнергии, достигаемая в результате перевода стрелок часов весной, была «незначительной» и при этом расходовалась осенью, при возврате к зимнему времени [4].

Подавляющее большинство исследований влияния перевода времени на состояние организма человека отмечают резко негативное воздействие [5, 6].

## V. ВЫВОДЫ

По большей части мировые исследования оценивают ограниченные периоды до и после изменения времени, экстраполируя их эффект на весь год. Между тем, по на-

шим оценкам, влияние оказывается в период апрель – май и июль – август. Кроме того, такой эффект проявляется только в отношении населения, сферы ЖКХ, предприятий торговли и сферы услуг, а также мелкомоторных потребителей.

Таким образом, в масштабах энергосистемы эффект от перехода на летнее время незначителен.

Для достижения максимального эффекта в части снижения электропотребления следует стремиться к более эффективному использованию светлого времени суток. Для большинства территорий оно достигается при времени [астрономическое +2], что соответствует постоянному летнему времени.

## Список литературы

- [1] Об исчислении времени: Федеральный закон от 03.06.2011 № 107-ФЗ.
- [2] Макоклёев Б., Бондаренко А., Павлушко С. Влияние перехода на летнее и зимнее время на электропотребление энергосистем России и выбор оптимального исчисления времени // Энергорынок. – 2010. – № 3.
- [3] Время в России // Свободная энциклопедия Википедия [Электронный ресурс]. URL: [https://ru.wikipedia.org/wiki/%C2%F0%E5%EC%FF\\_%E2\\_%D0%EE%F1%F1%E8%E8](https://ru.wikipedia.org/wiki/%C2%F0%E5%EC%FF_%E2_%D0%EE%F1%F1%E8%E8) (дата обращения 20.05.2016).
- [4] Яруллин Р. О влиянии смены часовых поясов и изменении времени на экономику России // Вестник Оренбургского государственного университета. – 2014. – № 3(164). – С. 142–147.
- [5] Информация Минздрава РФ об анализе рисков здоровью населения субъектов РФ при десинхронозе, связанном с уменьшением числа часовых поясов [Электронный ресурс] // НГ□ Политика. – URL: [http://www.ng.ru/ng\\_politics/2012-11-20/10\\_info.html](http://www.ng.ru/ng_politics/2012-11-20/10_info.html) (дата обращения 20.03.2016).
- [6] Matthew J. Kotchen, Laura E. Grant. Does daylight saving time save energy? evidence from a natural experiment in Indiana (PDF) (National Bureau of Economic Research) // New York Times. – 2008. – 11.

# Оценка демпфирующих свойств энергоблока на основе измерений переходных режимов

Д.И. Близнюк<sup>1,2</sup>, А.С. Бердин<sup>1</sup>, А.С. Герасимов<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

Екатеринбург, Россия

<sup>2</sup>ОАО «НТЦ ЕЭС»

Санкт-Петербург, Россия

d.i.blizniuk@urfu.ru

В настоящее время в задачах противоаварийного управления электроэнергетическими системами чаще всего применяются сложные математические модели энергоблоков с большим количеством параметров, определение значений которых является непростой задачей. Внедрение современных измерительных комплексов, позволяющих получать параметры электрического режима в ходе электромеханических переходных процессов, позволяет перейти к использованию упрощённых моделей энергоблоков, параметры которых вычисляются по данным реальных измерений. В частности, возможна обобщённая оценка демпфирующих свойств энергоблока. Предлагаемый подход основан на вычислении удельной демпферной мощности синхронного генератора путём аппроксимации измеренных параметров при динамическом возмущении. Эта величина позволяет оценить способность энергоблока к демпфированию возникающих низкочастотных колебаний. Проверка методики была осуществлена в среде MATLAB Simulink. Полученные результаты могут быть использованы в системах противоаварийного управления электроэнергетическими системами и в широком круге задач расчёта и анализа динамических переходных процессов.

*Ключевые слова: демпферная мощность, синхронизирующая мощность, адаптивная модель, упрощенная модель синхронной машины, синхронизированные векторные измерения.*

## Estimating the damping properties of generating unit based on transient measurements

Dmitry Bliznyuk<sup>1,2</sup>, Aleksander Berdin<sup>1</sup>, Andrey Gerasimov<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Ural Federal University n. a. the first President of Russia B.N. Yeltsin  
Ekaterinburg, Russia

<sup>2</sup>JSC «Scientific and Technical Center of Unified Power System»  
Saint Petersburg, Russia  
d.i.blizniuk@urfu.ru

At the present time the complex generating unit models with a great number of parameters are implemented for the emergency control of power systems. This parameters identification problem is challenging one. State-of-the-industry measurement devices allows to calculate electrical parameters during electromechanical disturbances. That is why one can use simplified generating unit models, which parameters can be calculated using field measurements. In particular generating unit damping properties may be estimated. The proposed method involves the synchronous machine damping power estimation by means of the measurements approximation during dynamic disturbances. This value allows to determine the generating unit capability to damp power system oscillations. The method was examined in MATLAB Simulink. One can apply obtained results in the power system emergency control and in a wide variety of problems relating to dynamic transients calculation and analysis.

*Keywords: damping power, synchronizing power, adaptive model, simplified synchronous machine model, synchrophasor measurements.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Корректное моделирование демпфирующих свойств энергоблоков играет большую роль в задачах противоаварийного управления электроэнергетическими системами (ЭЭС). Возникающие после динамического возмущения низкочастотные колебания могут быть продолжительными и могут увеличивать свою амплитуду при неправильной настройке противоаварийной автоматики ЭЭС. Её правильная настройка, напротив, позволяет быстро демпфировать возникающие колебания, что сохраняет устойчивость работы системы.

Задачу правильной настройки противоаварийной автоматики усложняет многофакторность процесса демпфирования [1 – 3]. На демпфирование влияет конструкция синхронной машины (СМ), настройки АРВ, схемно-режимная ситуация, электрические нагрузки, регуляторы скорости турбины и другие факторы. В результате возникает два подхода к моделированию демпферных свойств СМ.

Первый подход предполагает использование полных моделей СМ и взаимодействующего с ними оборудования (паровых турбин с их регуляторами скорости, систем возбуждения и АРВ). Полученная модель имеет большое ко-

личество параметров, определение каждого из которых является отдельной непростой задачей.

Второй подход предполагает использование обобщённого коэффициента демпфирования, вводимого в уравнение движения как коэффициента перед скольжением СМ. Предполагается, что этот коэффициент является некоторой агрегированной оценкой демпферных свойств СМ различной природы. Данный подход позволяет существенно упростить задачу анализа демпфирования низкочастотных колебаний. Несмотря на проведённые исследования [1], основной проблемой является отсутствие универсального метода определения такого коэффициента [2].

Современные измерительные системы, устанавливаемые в ЭЭС, позволяют выполнять измерения мгновенных параметров электрического режима во время электро-механических переходных процессов [4], что открывает новые возможности анализа динамических свойств элементов ЭЭС. Ранее проведены исследования по определению инерции энергоблоков на основе измерений во время динамических возмущений в энергосистеме [5]. Возможность решения этой задачи доказана на данных математического и физического моделирования, а также на реальных данных из архивов системы мониторинга переходных режимов (СМПР) ЭЭС России.

Целью настоящей работы является исследование возможности оценки демпфирующих свойств энергоблока на основе измерений во время реальных возмущений в ЭЭС, а также выявления существенных факторов, влияющих на эти свойства. Исследования проведены путём математического моделирования в среде MATLAB Simulink.

## II. ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Метод анализа демпфирующих свойств энергоблока основан на выделении составляющих электромагнитной мощности генератора, соответствующих характерным моментам, действующим на вал ротора СМ. Электромагнитный момент  $M_s$ , связанный с электромагнитными силами машины, осуществляющий в нормальном режиме тормозящее действие на ротор, включает в себя три момента:

$$M_s = M_0 + M_c + M_d, \quad (1)$$

где  $M_0$  – составляющая электромагнитного момента, соответствующая значению угла нагрузки СМ, вокруг которого происходят колебания (теоретически равна моменту турбины с обратным знаком);  $M_c$  – синхронизирующий момент;  $M_d$  – демпферный момент.

Синхронизирующий момент препятствует отклонению угла нагрузки СМ от его устойчивого положения (соответствующего точке баланса между мощностью турбины и мощностью СМ на угловой характеристике). Ему соответствует синхронизирующая мощность, которая может быть определена по формуле:

$$P_c = p_c \Delta\theta, \quad (2)$$

где  $p_c$  – удельная синхронизирующая мощность;  $\Delta\theta$  – отклонение угла нагрузки СМ от его устойчивого положения.

Демпферный (асинхронный, успокоительный) момент возникает при отклонении частоты вращения ротора от

частоты вращающегося поля статора (частоты сети) и связан с электромагнитными процессами в замкнутых контурах ротора. Этот момент главным образом зависит от [1 – 3]: конструкции СМ (наличия и параметров замкнутых контуров на роторе, в том числе демпферной обмотки); связи СМ с системой; частоты колебаний; настроек АРВ (PSS); исходного режима, вокруг которого происходят колебания и др. Соответствующая демпферному моменту мощность может быть определена согласно выражению:

$$P_d = p_d s, \quad (3)$$

где  $p_d$  – демпферный коэффициент;  $s$  – скольжение СМ. Проведённые исследования показали, что демпферный коэффициент не является постоянной величиной [6], поэтому предлагается величину  $p_d$  называть удельной демпферной мощностью, по аналогии с удельной синхронизирующей мощностью.

Формула (1) может быть переписана в мощностях, тогда с учётом (2) и (3) может быть получено выражение:

$$P_s = P_0 + p_c \Delta\theta + p_d s, \quad (4)$$

где  $P_s$  – электромагнитная мощность СМ;  $P_0$  – составляющая электромагнитной мощности, соответствующая значению угла нагрузки СМ, вокруг которого происходят колебания. В этом выражении искомыми являются параметры  $p_c$  и  $p_d$ ;  $P_s$  измеряется (например, регистратором СМПР);  $P_0$  может быть вычислена по уравнению движения [5] или представлена постоянной величиной, равной активной мощности СМ перед возмущением;  $\Delta\theta$  может быть получено с помощью прямых измерений угла ротора, измерений тока возбуждения и параметров режима СМ или только параметров режима СМ [7].

Вычисление искоемых удельных мощностей выполняется с помощью аппроксимации измерений уравнением (4) на окнах скользящим образом. Результатом вычисления окажутся зависимости удельной синхронизирующей и демпферной мощностей от времени, что позволяет анализировать процесс с учётом изменения параметров во время этого процесса, в отличие от разработанной ранее методики [8], где вычислялись усреднённые во времени величины.

## III. ЭКСПЕРИМЕНТЫ

Апробация метода проводилась путём математического моделирования в среде MATLAB Simulink. Целью экспериментов является проверка работоспособности метода, корректности используемой модели (4) и анализ влияния факторов, от которых зависят демпфирующие свойства СМ, на значения удельных мощностей.

Вычислительные эксперименты проводились на синхронном генераторе, подключенном к системе через трансформатор и ЛЭП. Генератор моделируется классической моделью, включающей в себя уравнение движения и уравнения переходных процессов в обмотках ротора. Моделируются также турбина, система возбуждения и АРВ различных типов. В качестве возмущения используется трёхфазное короткое замыкание в сети. Частота дискретизации измерений равна 50 Гц, что соответствует частоте дискретизации измерений СМПР.

### А. Влияние АРВ на значения параметров

В ходе первого эксперимента был выполнен анализ влияния АРВ на демпфирование колебаний активной мощности. Исследовались следующие типы АРВ:

- АРВ пропорционального действия (АРВ ПД);
- АРВ сильного действия с «хорошими» настройками – стабилизирующий сигнал совпадает по фазе с отклонениями скорости ротора от синхронной (АРВ СД 1);
- АРВ сильного действия с «посредственными» настройками – стабилизирующий сигнал отстаёт по фазе от отклонений скорости ротора от синхронной примерно на  $45^\circ$  (АРВ СД 2);
- АРВ сильного действия с «плохими» настройками – стабилизирующий сигнал находится в противофазе с отклонениями скорости ротора от синхронной (АРВ СД 3).

Результаты эксперимента представлены на рис. 1. Из них видно, что при использовании правильно настроенного АРВ СД и синхронизирующая, и демпферная удельные мощности имеют большие значения, чем в других опытах. При «посредственных» и «плохих» настройках АРВ СД удельная демпферная мощность принимает близкие к нулю и отрицательные значения. Настройки АРВ существенно влияют на оба исследуемых параметра.

При этом используемая модель (4) позволяет достаточно корректно восстановить процесс. На рис. 2 представлены графики изменения составляющих активной мощности генератора, а также её значения, вычисленные по модели для случая АРВ ПД. Из рисунка видно, что графики измеренной мощности и вычисленной по модели очень близки друг к другу (среднеквадратическая ошибка модели составляет 0,004 о.е.). Следовательно, метод получения удельных синхронизирующей и демпферной мощностей корректен.

### В. Влияние нагрузки генератора на значения параметров

Во втором эксперименте исследовалось влияние нагрузки генератора на значения вычисляемых параметров. Исследовался генератор с АРВ ПД при нагрузке 25, 50, 75 и 100 % от номинальной мощности.

На рис. 3 представлены результаты эксперимента. При увеличении нагрузки генератора увеличивается удельная синхронизирующая мощность и уменьшается удельная демпферная мощность. При этом с ростом нагрузки увеличивается длительность низкочастотных колебаний (ухудшается их демпфирование) и увеличивается их частота, что и отражается на соответствующем изменении удельных демпферной и синхронизирующей мощностей. Следовательно, оба параметра зависят от нагрузки СМ.

### С. Влияние параметров синхронной машины

В рамках данного эксперимента исследовалось влияние значений  $x_d''$  и  $x_q''$  на удельные синхронизирующую и демпферные мощности. На  $x_d''$  и  $x_q''$  влияет в наибольшей степени конструкция демпферной обмотки СМ. Проведены эксперименты со значениями  $x_d'' = x_q'' = 0,2; 0,3; 0,4; 0,5$  о.е. Исследовалась СМ с АРВ ПД.

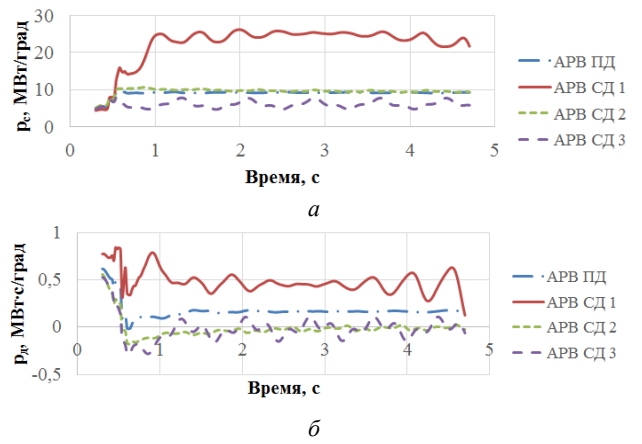


Рис. 1. Влияние АРВ на значения параметров: а – удельная синхронизирующая мощность; б – удельная демпфирующая мощность

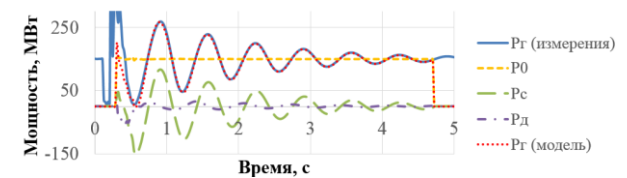


Рис. 2. Составляющие активной мощности

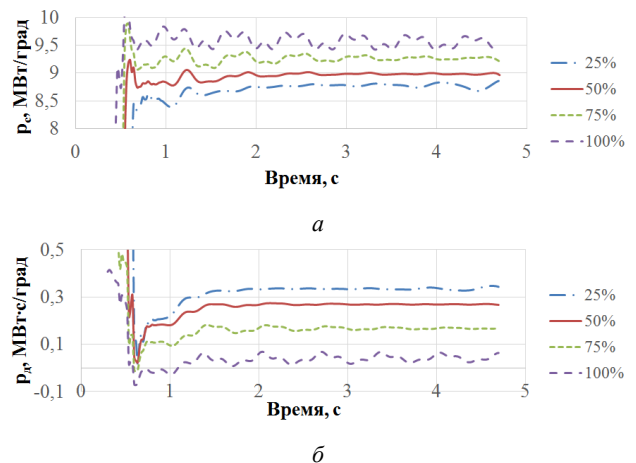


Рис. 3. Влияние нагрузки генератора на значения параметров: а – удельная синхронизирующая мощность; б – удельная демпфирующая мощность

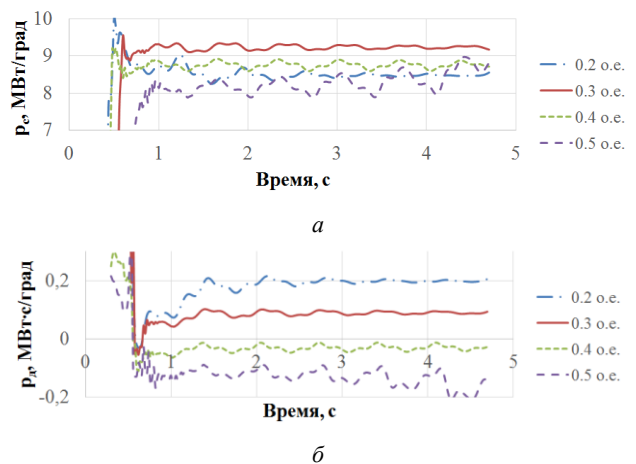


Рис. 4. Влияние параметров СМ: а – удельная синхронизирующая мощность; б – удельная демпфирующая мощность

Как видно из результатов эксперимента (рис. 4), при увеличении значений сверхпереходных сопротивлений уменьшалась удельная демпферная мощность, достигая отрицательных значений при сверхпереходных сопротивлениях, равных 0,4 и 0,5 о.е. В этих случаях наблюдается «отрицательное» демпфирование, т.е. происходит увеличение амплитуды низкочастотных колебаний. Конструкция СМ влияет на значения удельных демпферной и синхронизирующей мощностей.

#### IV. ВЫВОДЫ

В ходе данной работы разработан метод оценки демпферных свойств энергоблока. Предлагается определение удельных демпферной и синхронизирующей мощностей на основе измерений во время динамических возмущений в энергосистеме.

С целью проверки подхода были проведены эксперименты со смоделированными данными. Как показали опыты, модель вида (4), подразумевающая разделение электромагнитной мощности генератора на синхронизирующую, демпферную мощности и мощность, соответствующую равновесному положению угла нагрузки, позволяет корректно описывать процессы, протекающие при колебаниях мощности в СМ. Во всех экспериментах вычисленная по модели электромагнитная мощность генератора достаточно точно аппроксимировала измеренную мощность.

Проведённые эксперименты подтвердили, что величина удельной демпферной мощности характеризует способность СМ к успокоению низкочастотных колебаний. При увеличении этого параметра колебания затухают быстрее, когда он близок к нулю амплитуда колебаний почти не изменяется, при отрицательных его значениях колебания увеличиваются.

Удельная демпферная мощность может служить обобщённой характеристикой демпферных свойств СМ. Анализ результатов экспериментов позволяет сделать вывод, что эта величина для конкретного агрегата будет существенно зависеть от его загрузки, другие влияющие на неё факторы в течение переходного процесса будут неизменны (настройки АРВ, параметры связи с системой, внутренние параметры СМ и др.). Следовательно, возможно получение характеристик в виде зависимости удельной демпферной мощности генератора от его нагрузки для использования в задачах противоаварийного управления.

Удельные демпферная и синхронизирующая мощности, а также обобщённая инерционная постоянная [5] мо-

гут вычисляться и актуализироваться в режиме реального времени для каждой синхронной машины, оснащённой современным измерительным комплексом. Это позволит получать актуальные параметры упрощённой модели СМ, пригодные для использования в системах противоаварийного управления и расчётных моделях ЭЭС. Также возможно решение задачи оценки эффективности демпфирования низкочастотных колебаний отдельными энергоблоками и выделения энергоблоков, способствующих развитию качаний мощности.

Следующим шагом исследований станет проверка метода на данных физического моделирования и реальных данных из архивов СМПП. В настоящее время ведутся углублённые исследования применения методики для многомашинных систем.

#### Список литературы

- [1] Веников В.А., Литкенс И.В., Пуго В.И. Демпферные коэффициенты. – М.: МЭИ, 1979. – 72 с.
- [2] Power System Damping Ad Hoc Task Force of the Power System Dynamic Performance Committee. Damping representation for power system stability studies // IEEE Transactions on Power Systems. – 1999. – Vol. 14(1). – P. 151–157.
- [3] Kyriakides E., Farmer R. Modeling of damping for power system stability analysis // Electric Power Components and Systems. – 2004. – Vol. 32(8). – P. 827–837.
- [4] Бердин А.С., Близнюк Д.И., Коваленко П.Ю., Егоров А.О., Черепов А.С. Оценка мгновенных значений параметров электрического режима в сети переменного тока // Электрические станции. – 2015. – № 8. – С. 36–39.
- [5] Бердин А.С., Близнюк Д.И., Герасимов А.С. Определение эквивалентной инерционной постоянной по данным измерений электромеханического переходного процесса // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2016. – № 1(74). – С. 60–68.
- [6] Jiang N., Chiang H.-D. Numerical investigation on the damping property in power system transient behavior // IEEE Transactions on Power Systems. – 2013. – Vol. 28(3). – P. 2986–2993.
- [7] Berdin A.S., Zakharov Y.P., Kovalenko P.Y. Estimation of synchronous generator participation in low-frequency oscillations damping based on synchronized phasor measurements // WIT Transactions on Ecology and the Environment vol.190: Energy Production and Management in the 21<sup>st</sup> Century. – 2014. – Vol. 1. – P. 319–325.
- [8] Alden R.T., Shaltout A.A. Analysis of damping and synchronizing torques. Part I – A general calculation method // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. – 1979. – № 5. – P. 1696–1700.

# Использование обобщенных показателей схемы и режима при управлении установившимися режимами ЭЭС

И.В. Борисов, М.С. Ермек, Н.Ш. Чемборисова  
ФГБОУ ВО «НИУ «Московский энергетический институт»»  
Москва, Российская Федерация  
igor-borisov-1993@mail.ru

Электрические сети чаще всего бывают неоднородными из-за присутствия трансформаторов и линий электропередачи, у которых соотношения реактивного и активного сопротивления отличаются от остальных, равных между собой. Проведена оценка влияния параметров линий, трансформаторов на неоднородность сети и параметры режима. Неоднородность сети можно оценить по обобщенным показателям схемы – реактивной составляющей разности между собственной и суммой взаимных проводимостей отдельных узлов, и выявить на их основе сенсорные и жесткие узлы. При использовании обобщенных показателей режима (вторых производных от суммарных потерь активной мощности) определены адаптивные коэффициенты запаса по статической устойчивости по активной мощности, отделяющие зону нормального функционирования от зоны околооколопредельных режимов, при утяжелении в промежуточном, наиболее сенсорном, жестком узлах.

*Ключевые слова: коэффициент запаса по статической устойчивости, параметры режима, сенсорные и жесткие узлы, неоднородность электрической сети.*

## The use of generalized parameters of scheme and mode in the operation of the steady state modes of the EES

Igor Borisov, Mahambet Ermek, Nailya Chemborisova  
Moscow Power Engineering Institute  
Moscow, Russian Federation  
igor-borisov-1993@mail.ru

The electrical networks are often inhomogeneous because of the presence of power transformers and power transmission lines, in which the ratios of the reactive resistance to active resistance are different from others equal ratios. The evaluation of influence of parameters of power lines and transformers on the inhomogeneity of the network and the mode settings has been carried out. The inhomogeneity of the network can be assessed on generalized parameters of scheme – the reactive component of the difference between the own and the sum of the mutual conductances of the separate nodes, and on the base of them the sensory and stiff nodes can be identified. At the use of the generalized parameters of the mode (the second derivatives of total active power losses) have been identified the adaptive coefficients of static stability for active power, separating the zone of normal function from the zone of the about limit modes, defined by heaviness in the intermediate, the most sensory and stiff nodes.

*Keywords: the coefficient of static stability, the mode settings, sensory and stiff nodes, the inhomogeneity of the electrical network.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Реальные электрические сети неоднородны из-за присутствия трансформаторов и линий электропередач, воздушных и кабельных, у которых соотношения реактивного и активного сопротивления отличаются от остальных, равных между собой. Для того чтобы соотношение сопротивлений было постоянным для всех участков сети, номинальные напряжения этих участков, сечения проводов на участках сети, расположение проводов на опорах должны быть одинаковыми [1]. Также на всех подстанциях должны быть установлены трансформаторы с одинаковым соотношением реактивного и активного сопротивления. Разумеется, в реальных сетях такие условия выполнить невозможно, в частности из-за экономической составляющей при проектировании электрических сетей.

Неоднородность сети можно оценить по обобщенным показателям схемы – реактивной составляющей разности между собственной и суммой взаимных проводимостей отдельных узлов, и выявить на их основе сенсорные и жесткие узлы. Обобщенные показатели режима (вторые производные от суммарных потерь активной мощности) позволяют определить адаптивные коэффициенты запаса по статической устойчивости по активной мощности. Для определения обобщенных показателей сети и режима, а также оценки влияния параметров линий электропередач, трансформаторов на неоднородность сети и параметры режима используются программный комплекс RastrWin и разработанные на кафедре ЭЭС НИУ МЭИ программы на языке программирования Delphi [2].



## II. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБОБЩЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СЕТИ И РЕЖИМА НА ПРИМЕРЕ ТЕСТОВОЙ СХЕМЫ СЕТИ (РИС. 1)

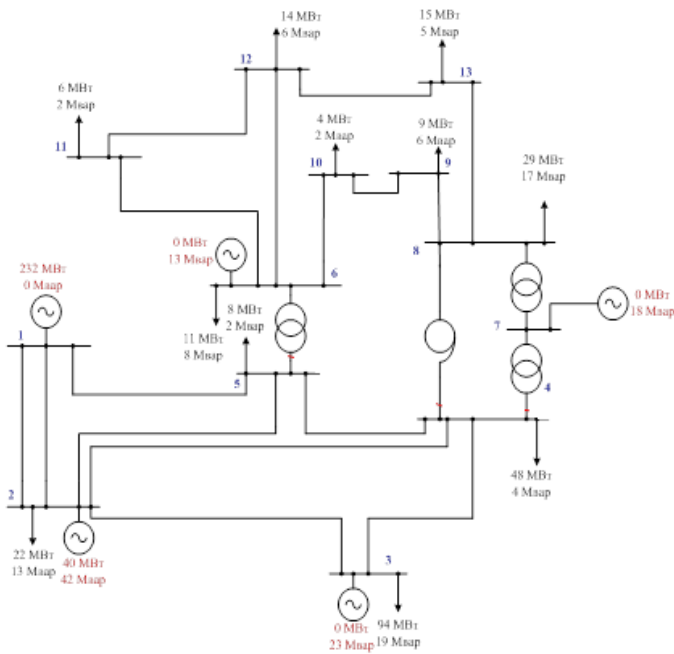


Рис. 1. Тестовая схема

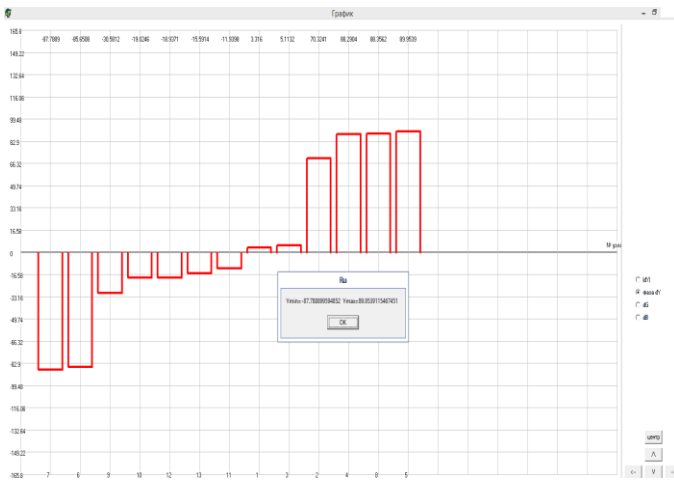


Рис. 2. Зависимость фазы разности проводимостей от номера узла

На основе матрицы узловых проводимостей сенсорные и жесткие узлы определяются до расчета установившегося режима по реактивной составляющей разности проводимостей, фазе разности проводимостей. С помощью расчетов в программе, разработанной на кафедре ЭЭС в НИУ МЭИ на языке программирования Delphi [2], были получены следующие результаты в виде графических зависимостей (рис. 2, 3).

Из графических зависимостей можно заметить, что узлами управления являются 4 – 8. Причем узлы 4, 5, и 8 являются сенсорными, так как фаза разности проводимостей и реактивная составляющая разности проводимостей имеют положительный знак, что говорит об индуктивном характере, а узлы 6, 7 являются жесткими, так как фаза и реактивная составляющая разности проводимостей имеют отрицательный знак, что говорит о емкостном характере.

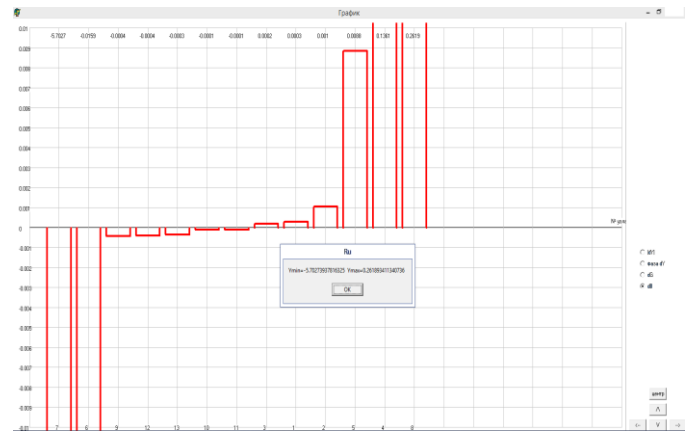


Рис. 3. Зависимость реактивной составляющей разности проводимостей, см, от номера узла

Далее для тестовой схемы сети рассчитывается установившийся режим в программном комплексе RastrWin (рис. 4 и 5).

№	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N_L	Район	P_н	Q_н	P_r	Q_r	V_ад	Q_min	Q_max	R_ш	V	Delta	Prd...
1			Базис	1		220					224,2	-40,2	220,0	-999,0	9 999,0		220,00		
2			Ген	2		220			22,0	13,0	40,0	12,7	220,0	-999,0	9 999,0		220,00	-2,55	
3			Ген	3		220			94,0	19,0	67,2	220,0	-999,0	9 999,0			220,00	-4,11	
4			Нарп	4		220			48,0	4,0							217,96	-3,95	
5			Нарп	5		220			8,0	2,0							218,23	-2,68	
6			Ген	6		110			11,0	8,0	0,1	110,0	-999,0	9 999,0			110,00	-8,74	
7			Ген	7		110			10		5,7	10,0	-999,0	9 999,0			100,00	-6,80	
8			Нарп	8		110			29,0	17,0							109,53	-9,36	
9			Нарп	9		110			9,0	6,0							109,08	-9,38	
10			Нарп	10		110			4,0	2,0							109,33	-9,14	
11			Нарп	11		110			6,0	2,0							108,87	-9,59	
12			Нарп	12		110			14,0	6,0							108,75	-9,67	
13			Нарп	13		110			15,0	5,0							108,63	-9,86	

Рис. 4. Информация по узлам для тестовой схемы сети (RastrWin)

№	О	S	Тип	N_учн	N_кон	N_л	И...	Название	R	X	B	R/X	N_н...	GL	P_ном	Q_ном	Ис	дР	dQ	dV	U_ном	U_ном
1			ЛЭП	1	2	-	-		3,84	17,16	-423,2	-	-120	34				2,19	3,34		220	317
2			ЛЭП	1	5	-	-		4,80	21,45	-132,2	-	-104	6				1,07	4,79	0,80	273	272
3			ЛЭП	2	5	-	-		6,72	30,03	-185,2	-	-6	-7				0,02	0,11	0,80	25	45
4			ЛЭП	2	3	-	-		3,54	13,05	-78,1	-	-94	26				0,69	2,54		256	254
5			ЛЭП	2	4	-	-		8,85	23,62	-195,3	-	-37	1				0,25	0,93	0,93	97	99
6			ЛЭП	3	4	-	-		4,72	17,40	-104,2	-	1	-23				0,07	0,24	0,93	61	75
7			Тр-р	4	8	-	-		7,80	145,00	0,526	-	-27	-13				0,14	3,02	4,67	78	149
8			Тр-р	8	7	-	-		1,46	38,40	0,087	-	15	15				0,06	1,49	-4,92	114	1311
9			Тр-р	4	7	-	-		5,60	152,40	0,048	-	-15	-12				0,05	1,24	4,19	32	1091
10			ЛЭП	4	5	-	-		4,22	18,88	-116,4	-	54	-7				0,27	1,19	-0,12	144	146
11			ЛЭП	3	4	-	-		1,96	104,00	0,526	-	-47	-21				0,10	5,72	4,37	135	257
12			ЛЭП	6	10	-	-		4,88	8,54	-93,2	-	-11	-2				0,05	0,09	0,61	50	60
13			ЛЭП	6	11	-	-		5,88	15,28	-101,6	-	-13	-3				0,08	0,22	1,03	69	70
14			ЛЭП	6	12	-	-		7,00	18,17	-120,9	-	-12	-2				0,09	0,22	1,14	63	65
15			ЛЭП	8	13	-	-		4,45	11,56	-76,9	-	-11	-4				0,05	0,13	0,62	60	62
16			ЛЭП	8	9	-	-		3,66	8,50	-63,2	-	-2	-4				0,01	0,02	0,41	24	28
17			ЛЭП	11	12	-	-		1,11	2,89	-19,2	-	-7	-2				0,00	0,01	0,11	17	17
18			ЛЭП	12	13	-	-		3,34	8,67	-57,7	-	-4	1				0,01	0,01	0,11	24	23
19			ЛЭП	9	10	-	-		2,86	7,43	-49,4	-	7	1				0,01	0,03	-0,22	38	37

Рис. 5. Информация по ветвям для тестовой схемы сети (RastrWin)

## III. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБОБЩЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СЕТИ И РЕЖИМА ДЛЯ ТЕСТОВОЙ СХЕМЫ СЕТИ С РАЗЛИЧНОЙ СТЕПЕНЬЮ НЕОДНОРОДНОСТИ

Однородной электрической сетью называется такая, для всех участков которой выполняется соотношение  $X/R = \text{const}$ . Однородная сеть характеризуется более низкими потерями активной мощности в сети по сравнению с реальными сетями. Трансформаторные ветви вносят в структуру сети еще большую неоднородность по сравнению с линиями электропередач, так как на разных подстанциях в сети стоят трансформаторы с различным классом мощности, а также с различными классами напряжения [1]. При изменении сопротивления ветвей исходной тестовой схемы, приведенной на рис. 1, рассматривается однородная, неоднородная и сильно неоднородная (в виду присутствия неоднородных трансформаторных сопротивлений) сети.



Расчет для схем с различной степенью неоднородности аналогичен расчету для исходной тестовой схемы. В качестве показателей для сопоставления принимаются суммарные потери активной мощности, потери активной мощности в самой загруженной ветви, ток в самой загруженной ветви. Самая загруженная ветвь определяется по результатам расчета установившегося режима для исходной тестовой схемы сети. Результаты расчета сведены в табл. 1.

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод, что для однородной сети ток в самой загруженной линии, потери активной мощности в самой загруженной линии и суммарные потери активной мощности во всей сети минимальны. В неоднородной сети данные параметры выше, чем в исходной, в которой есть однородные участки сети. Исходная схема ближе к однородной, чем остальные. А в сильно неоднородной сети все рассматриваемые параметры самые высокие в виду присутствия не только неоднородности от линий электропередач, но и трансформаторных ветвей. Список сенсорных и жестких узлов не изменяется для схем с различной степенью неоднородности.

#### IV. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБОБЩЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СЕТИ И РЕЖИМА ДЛЯ ТЕСТОВОЙ СХЕМЫ ПРИ ЗАМЕНЕ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ НА КАБЕЛЬНЫЕ

Для оценки влияния кабельных линий на неоднородность сети и на параметры режима проводится три серии расчетов: при замене части воздушных линий 220 кВ на кабельные; при замене части воздушных линий 110 кВ на кабельные; при добавлении в тестовую схему кабельной сети напряжением 10 кВ.

Расчет для схем при замене воздушных линий на кабельные аналогичен расчету для исходной тестовой схемы. Результаты расчета сведены в табл. 2.

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод, что при замене части воздушных линий 220 кВ на кабельные суммарные потери активной мощности в сети, ток в самой загруженной линии и потери активной мощности в самой загруженной линии минимальны. При замене части воздушных линий 110 кВ на кабельные рассматриваемые параметры остаются примерно такими же, как и для исходной схемы сети. При добавлении кабельной сети 10 кВ рассматриваемые параметры существенно увеличились по сравнению с другими рассматриваемыми схемами. Списки сенсорных и жестких узлов для рассматриваемых схем не изменились.

#### V. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБОБЩЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СЕТИ И РЕЖИМА ДЛЯ ТЕСТОВОЙ СХЕМЫ ПРИ ЗАМЕНЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Для оценки влияния трансформаторов на неоднородность сети и на параметры режима поочередно заменяются трансформаторы 4 – 7, 8 – 7, 4 – 8 и 5 – 6.

В качестве параметров при сравнении результатов рассмотренных схем примем суммарные потери активной мощности в сети, потери активной мощности в самой загруженной ветви и ток в самой загруженной ветви. Из расчета установившегося режима исходной тестовой схемы сети в программном комплексе RastrWin (рис. 5) было установлено, что самой загруженной ветвью является ветвь 1 – 2.

Расчет для схем при замене трансформаторов аналогичен расчету для исходной тестовой схемы. Результаты расчета сведены в табл. 3.

Таблица I. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ДЛЯ ТЕСТОВОЙ СХЕМЫ ПРИ ЗАМЕНЕ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ НА КАБЕЛЬНЫЕ

Схема сети	Исходная	КЛ 220 кВ	КЛ 110 кВ	Схема с кабельной сетью 10 кВ
Полученные жесткие узлы	6, 7	6, 7	6, 7	6, 7
Полученные сенсорные узлы	4, 5, 8	4, 5, 8	4, 5, 8	4, 5, 8
Суммарные потери активной мощности в сети, МВт	4,21	3,99	4,18	5,25
Потери активной мощности в самой загруженной ветви, МВт	1,19	1,15	1,19	1,30
Ток в самой загруженной ветви	328	322	328	342

Таблица II. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ДЛЯ ТЕСТОВОЙ СХЕМЫ С РАЗЛИЧНОЙ СТЕПЕНЬЮ НЕОДНОРОДНОСТИ

Схема сети	Исходная	Однородная	Неоднородная	Сильно неоднородная
Полученные жесткие узлы	6, 7	6, 7	6, 7	6, 7
Полученные сенсорные узлы	4, 5, 8	4, 5, 8	4, 5, 8	4, 5, 8
Суммарные потери активной мощности в сети, МВт	4,21	3,95	4,35	4,41
Потери активной мощности в самой загруженной ветви, МВт	1,19	1,12	1,22	1,25
Ток в начале самой загруженной ветви	328	313	331	336

Таблица III. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ДЛЯ ТЕСТОВОЙ СХЕМЫ ПРИ ЗАМЕНЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Схема сети	Исходная	Замена Тр 4 – 7	Замена Тр 8 – 7	Замена Тр 4 – 8	Замена Тр 5 – 6
Полученные жесткие узлы	6, 7	6, 7	6, 7	6, 7	6, 7
Полученные сенсорные узлы	4, 5, 8	4, 5, 8	4, 5, 8	4, 5, 8	4, 5, 8
Суммарные потери активной мощности в сети, МВт	4,21	4,23	4,18	4,09	4,21
Потери активной мощности в самой загруженной ветви, МВт	1,19	1,2	1,19	1,21	1,16
Ток в начале самой загруженной ветви, А	328	329	327	330	324

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод, что при поочередной замене трансформаторов потери мощности и ток в самой загруженной ветви имеют наименьшие значения при замене трансформатора 5 – 6, а наибольшие – при замене трансформатора 4 – 8. По суммарным потерям активной мощности наилучшим вариантом является замена трансформатора 4 – 8, так как здесь потери мощности принимают наименьшее значение. А наибольшее значение суммарные потери принимают при замене трансформатора 4 – 7. Список сенсорных и жестких узлов для рассматриваемых схем не меняется.

#### VI. ОПРЕДЕЛЕНИЕ АДАПТИВНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАПАСА ПО АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Адаптивные коэффициенты запаса по статической аperiodической устойчивости по активной мощности, полученные с использованием обобщенных показателей режима – вторых производных от суммарных потерь активной мощности в сети, позволяют оценить зону повышенного риска в координатах активных мощностей [2].

Расчет вторых производных от суммарных потерь активной мощности в сети проводится при утяжелении режима в узле 4 изменением активной мощности с шагом утяжеления 94 МВт. Результаты представлены в табл. 4.

В табл. 4 в последних пяти строках приведены следующие параметры:

Таблица IV. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПРИ ИЗМЕНЕНИИ НАГРУЗКИ В УЗЛЕ 4 (СЕНСОРНОМ УЗЛЕ)

№ узла	U, кВ										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232
2	231,74	230,44	228,91	227,12	225,03	222,6	219,75	216,37	212,26	207,08	199,71
3	230,46	228,7	226,66	224,3	221,58	218,42	214,74	210,39	205,13	198,5	189,04
4	230,09	227,8	225,2	222,23	218,86	215	210,54	205,32	199,06	191,23	180,13
5	230,72	229,31	227,66	225,74	223,52	220,93	217,91	214,33	210	204,55	196,78
6	119,74	118,81	117,7	116,41	114,93	113,19	111,17	108,76	105,83	102,11	96,62
7	10,89	10,79	10,67	10,54	10,39	10,22	10,02	9,79	9,51	9,16	8,65
8	119,01	117,9	116,6	115,11	113,4	111,44	109,15	106,46	103,2	99,1	93,11
9	118,72	117,65	116,41	114,98	113,33	111,43	109,21	106,59	103,42	99,41	93,54
10	119,03	118,01	116,82	115,44	113,85	112,02	109,87	107,33	104,25	100,35	94,61
11	118,65	117,65	116,48	115,13	113,57	111,75	109,63	107,11	104,06	100,19	94,46
12	118,53	117,52	116,34	114,98	113,4	111,57	109,44	106,9	103,83	99,93	94,18
13	118,32	117,27	116,03	114,61	112,97	111,07	108,86	106,24	103,07	99,06	93,17
$\Delta U_2$ , кВ		1,3	1,53	1,79	2,09	2,43	2,85	3,38	4,11	5,18	7,37
$\Delta U_3$ , кВ		1,76	2,04	2,36	2,72	3,16	3,68	4,35	5,26	6,63	9,46
$\Delta P$ , МВт	3,59	7,05	12,12	18,95	27,76	38,87	52,69	69,9	91,6	119,82	160,67
$d\Delta P/dP$		0,0368	0,0539	0,0726	0,0937	0,1181	0,1470	0,1830	0,2308	0,3002	0,4345
$d^2\Delta P/dP^2$			$182 \cdot 10^{-6}$	$199 \cdot 10^{-6}$	$224 \cdot 10^{-6}$	$260 \cdot 10^{-6}$	$307 \cdot 10^{-6}$	$384 \cdot 10^{-6}$	$508 \cdot 10^{-6}$	$738 \cdot 10^{-6}$	$1429 \cdot 10^{-6}$

Коэффициенты запаса по активной мощности:

$$\Delta P_{н.к} = K \cdot \sqrt{\frac{P_{н1} \cdot P_{н2}}{P_{н1} + P_{н2}}} = 0,75 \cdot \sqrt{\frac{172 \cdot 88}{172 + 88}} = 5,72;$$

$$K_p = \frac{P_{пр} - (P + \Delta P_{н.к})}{P_{пр}} = \frac{948 - (666 + 5,72)}{948} = 0,291.$$

Коэффициент запаса по напряжению:

$$K_u = \frac{U - U_{кр}}{U} = \frac{230,09 - 180,13}{230,09} = 0,194.$$

Графики и таблицы по результатам для остальных расчетов имеют такой же характер изменения. Результаты сведены в табл. 5.

1) суммарные потери напряжения для третьего и четвертого узлов на текущем шаге утяжеления;

2) суммарные потери активной мощности на текущем шаге утяжеления;

3) значение первой производной потерь активной мощности;

4) значение второй производной потерь активной мощности.

На рис. 6 изображена зависимость значения второй производной при увеличении мощности в узле 4.

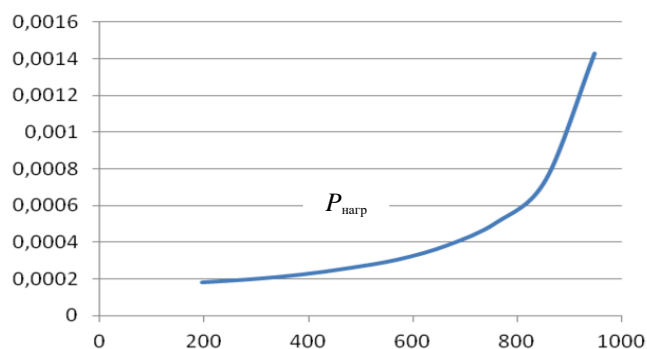


Рис. 6. Зависимость обобщенного параметра режима от  $P_{нагр}$  в узле 4

Таблица V. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАПАСА ПО НАПРЯЖЕНИЮ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

	Промежуточный	Сенсорный	Жесткий
№ узла	2	4	7
$K_p$	0,21	0,29	0,13
$K_u$	0,21	0,19	0,18

#### Список литературы

- [1] Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электроэнергии: учеб. пособие. – Изд-е 2-е. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2008. – 715 с.
- [2] Борисов И.В., Ермек М.С., Шаров А.Н. Комплекс программ для оценки граничных значений активной мощности, определяющих зону устойчивой работы. – М.: НИУ МЭИ.

# Комплекс программ для оценки граничных значений активной мощности, определяющих зону устойчивой работы

И.В. Борисов, М.С. Ермек, А.Н. Шаров  
ФГБОУ ВО НИУ «Московский энергетический институт»  
Москва, Российская Федерация  
igor-borisov-1993@mail.ru

Для определения узлов управления до расчета установившегося режима предлагается разработанный на кафедре ЭЭС НИУ МЭИ комплекс программ, в первой из которых на основе матрицы узловых проводимостей и ранжированных списков узлов определяются сенсорные и жесткие узлы. Для оценки вторых производных потерь активной мощности на кафедре ЭЭС НИУ МЭИ разработана вторая программа, с помощью которой можно выявить граничное значение активной мощности, отделяющее зону нормального функционирования от зоны околопредельных режимов.

*Ключевые слова:* граничное значение активной мощности, сенсорные и жесткие узлы, вторые производные потерь активной мощности.

## The complex of the programs for the evaluation of the limit values of active power identified the zone of the steady operation

Igor Borisov, Mahambet Ermek, Alexey Sharov  
Moscow Power Engineering Institute  
Moscow, Russian Federation  
igor-borisov-1993@mail.ru

The complex of programs, developed on the faculty EES in MPEI, is offered for the identification of the nodes of operation before the calculation of the steady state mode. In first of these programs sensory and stiff nodes are identified on the base of the matrix of nodal conductances and on the ordered lists of nodes. The second program is also developed on the faculty EES in MPEI for the evaluation of the second derivatives of active power losses. By this program you can identify the limit value of active power that separates the zone of normal function from the zone of the about limit modes.

*Keywords:* the limit value of active power, sensory and stiff nodes, the second derivatives of active power losses.

### I. ВВЕДЕНИЕ

С технической точки зрения для обеспечения экономичности режима энергосистемы большую часть времени должны работать вблизи их физических пределов, в том числе и пределов по условиям статической аperiodической устойчивости [1]. Это, в свою очередь, может вызвать повышение риска нарушения устойчивости при нештатных или аварийных ситуациях при управлении ЭЭС. Поэтому важно оценивать граничные значения активной мощности, определяющие зону устойчивой работы и зону повышенного риска. Оценивать зону повышенного риска в координатах активных мощностей позволяют адаптивные коэффициенты запаса по статической аperiodической устойчивости по активной мощности, полученные с использованием обобщенных показателей режима – вторых производных от суммарных потерь активной мощности в сети [2]. Анализ характера изменения вторых производных позволяет найти граничное значение активной мощности, отделяющее зону нормального функционирования от зоны околопредельных режимов.

Для оценки граничных значений активной мощности, определяющих зону устойчивой работы, на кафедре ЭЭС

НИУ МЭИ разработан комплекс программ. В первой из программ выявляются узлы управления, а именно сенсорные и жесткие узлы, которые при анализе обобщенных показателей режима и оценке отклонений напряжений являются наиболее показательными. Сенсорные узлы – узлы, изменение параметров режима в которых сказывается на режиме всей сети. Данные узлы являются наиболее чувствительными к изменениям параметров режима. В свою очередь, узлы, в которых любое изменение параметров режима приводит к малому изменению режима всей сети, называются жесткими узлами. Вторая программа позволяет на основе полученных из первой программы узлов управления и обобщенных показателей режима (вторых производных от суммарных потерь активной мощности) оценить граничные значения активной мощности, определяющие зону нормального функционирования.

### II. ПРОГРАММА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СЕНСОРНЫХ И ЖЕСТКИХ УЗЛОВ

Определение сенсорных и жестких узлов производится на основе матрицы узловых проводимостей до расчета установившегося режима. Сначала необходимо составить матрицу узловых проводимостей, а затем создать ранжи-

рованные списки узлов сети по реактивной составляющей разности между собственной проводимостью и суммой взаимных проводимостей, а также по фазам разности проводимостей. В полученных упорядоченных (ранжированных) по возрастанию (или по убыванию) списках в одном конце собираются жесткие узлы, а в другом – сенсорные. Необходимо отметить, что ранжированные списки узлов для определения сенсорных и жестких узлов составляются до расчета установившегося режима. Далее из полученных ранжированных списков необходимо определить, на каком конце списка сосредоточены жесткие узлы, а на каком сенсорные. Это можно сделать по знаку реактивной составляющей разности проводимостей и фазы полученной разности проводимостей. Если реактивная составляющая и фаза имеют отрицательный знак, то это говорит о емкостном характере, следовательно, такой узел будет жестким, так как возможность генерации реактивной мощности в этом узле велика и соответственно напряжение в нем может поддерживаться лучше. Если же реактивная составляющая и фаза имеют положительный знак, то это говорит об индуктивном характере, и в этом случае узел будет считаться сенсорным.

При формировании матрицы узловых проводимостей применяются следующие расчетные формулы.

1. Собственная проводимость вычисляется следующим образом. Если к узлу примыкают линии:

$$Y_{i-i} = \sum \frac{1}{Z_{ij}} + \sum \frac{B_{cij}}{2} + Y_n + Y_r, \quad (1)$$

где  $Z_{ij}$  – сопротивления примыкающих ЛЭП;  $B_{cij}$  – емкостная проводимость ЛЭП;  $Y_n$  – представление мощности нагрузки в виде проводимости;  $Y_r$  – представление мощности генерации в виде проводимости:

$$Y_n = \frac{S_n^*}{U_{ном}^2}, \quad (2)$$

где  $S_n^*$  – комплексно сопряженная мощность нагрузки в узле;

$$Y_r = -\frac{S_r^*}{U_{ном}^2}, \quad (3)$$

где  $S_r^*$  – комплексно сопряженная мощность генерации в узле.

Если к узлу примыкает трансформаторная ветвь, при условии, что сопротивление ветви приведено к высшему классу напряжения:

$$Y_{i-i} = \frac{1}{Z_{ij}}, \quad (4)$$

где  $Z_{ij}$  – сопротивления трансформаторной ветви.

Если к узлу примыкает трансформаторная ветвь, при условии, что сопротивление ветви не приведено к высшему классу напряжения, а также коэффициент трансформации является действительным:

$$Y_{j-j} = Y_{i-i} \cdot k_{ij}^2, \quad (5)$$

где  $k_{ij}$  – коэффициент трансформации.

2. Взаимная проводимость вычисляется следующим образом. Если к узлу примыкают линии:

$$\sum Y_{i-j} = \sum \frac{1}{Z_{ij}}, \quad (6)$$

где  $Z_{ij}$  – сопротивления примыкающих ЛЭП.

Если к узлу примыкает трансформаторная ветвь, а коэффициент трансформации является действительным:

$$Y_{i-j} = Y_{j-i} = Y_{i-j} \cdot k_{ij}, \quad (7)$$

где  $k_{ij}$  – коэффициент трансформации.

По формулам (1) – (7) рассчитываются элементы матрицы узловых проводимостей, и далее формируется сама матрица. Для определения разности между собственной проводимостью и суммой взаимных применяются следующие формулы:

$$\Delta Y_i = Y_{i-i} - \sum Y_{i-j}; \quad (8)$$

$$\Delta Y_i = \Delta G_i + j\Delta B_i; \quad (9)$$

$$\Delta Y_i = \Delta Y_i \angle \varphi. \quad (10)$$

По формулам (8) – (10) определяются модуль разности проводимостей, активная составляющая разности проводимостей, реактивная составляющая, фаза разности проводимостей. Далее по этим величинам происходит ранжирование списков узлов и определение сенсорных и жестких узлов сети.

### III. ПРОГРАММА ДЛЯ ОЦЕНКИ ГРАНИЧНЫХ ЗНАЧЕНИЙ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ЗОНУ УСТОЙЧИВОЙ РАБОТЫ

В данной программе определяются вторые производные от суммарных потерь активной мощности в сети, анализ характера изменения которых позволяет найти граничное значение активной мощности, вычислить коэффициенты запаса по активной мощности, соответствующие существующей ситуации, то есть адаптивные. Определение предельного по передаче активной мощности режима проводится с помощью расчета серии утяжеляемых, то есть последовательно ухудшаемых по какому-либо параметру, режимов. Утяжеление проводится таким образом, чтобы переток мощности по контролируемому сечению, то есть отдельной линии электропередачи, изменялся сильнее всего [3]. В качестве способа утяжеления выбирают увеличение генерации или нагрузки, или понижение напряжения в заданных узлах системы, перераспределение загрузки генерирующих узлов или комбинацию указанных способов.

При получении коэффициентов запаса по активной мощности или по напряжению не меньше нормативных режим считается допустимым по статической устойчивости. Действующими нормативами предусматривается запас устойчивости электропередачи не меньше 20 % в нормальном режиме и 8 % в кратковременном послеаварийном режиме [2]:

$$K_p = \frac{P_{пр} - (P + \Delta P_{н.к.})}{P_{пр}} \cdot 100\%, \quad (11)$$

где  $P_{пр}$  и  $P$  – предельное и текущее значения передаваемой мощности в рассматриваемом сечении;  $\Delta P_{н.к}$  – амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в этом сечении (принимается, что под действием нерегулярных колебаний переток изменяется в диапазоне  $P \pm \Delta P_{н.к}$ ).

Значение амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности устанавливается для каждого сечения энергосистемы по данным измерений. При отсутствии таких данных расчетная амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности сечения может быть определена по выражению:

$$\Delta P_{н.к} = K \cdot \sqrt{\frac{P_{н1} \cdot P_{н2}}{P_{н1} + P_{н2}}}, \quad (12)$$

где  $P_{н1}$ ,  $P_{н2}$  – суммарные мощности нагрузки с каждой из сторон рассматриваемого сечения. Коэффициент  $K$  принимается равным 1,5 при ручном регулировании и 0,75 при автоматическом регулировании (ограничении) перетока мощности в сечении.

Амплитуда нерегулярных колебаний, найденная для сечения, может быть распределена по частичным сечениям в соответствии с коэффициентами распределения мощности в этом сечении.

Коэффициент запаса по напряжению:

$$K_u = \frac{U - U_{кр}}{U} \cdot 100 \%, \quad (13)$$

где  $U_{кр}$  – критическое напряжение в узле.

#### IV. ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСА ПРОГРАММ НА ПРИМЕРЕ ТЕСТОВОЙ СХЕМЫ СЕТИ (РИС. 1)

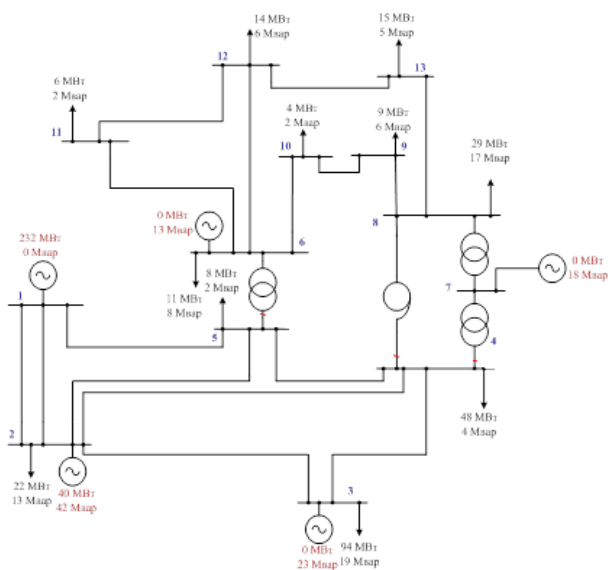


Рис. 1. Тестовая схема

На основе матрицы узловых проводимостей сенсорные и жесткие узлы определяются до расчета установившегося режима по реактивной составляющей разности проводи-

мостей, фазе разности проводимостей. Расчетами в программе, разработанной на кафедре ЭЭС в НИУ МЭИ на языке программирования Delphi, были получены следующие результаты в виде графических зависимостей (рис. 2, 3).

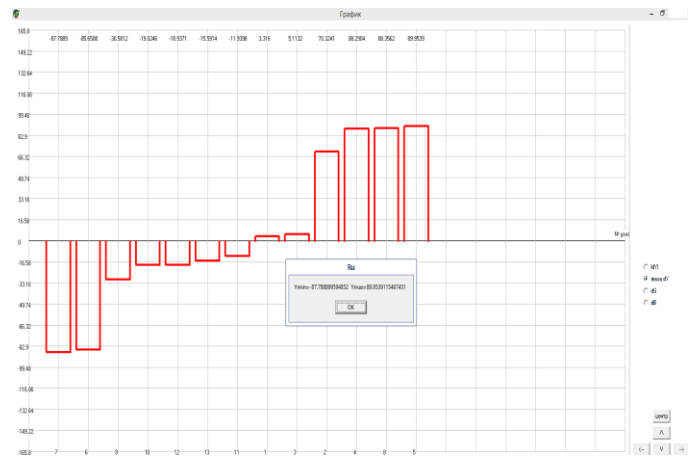


Рис. 2. Зависимость фазы разности проводимостей от номера узла

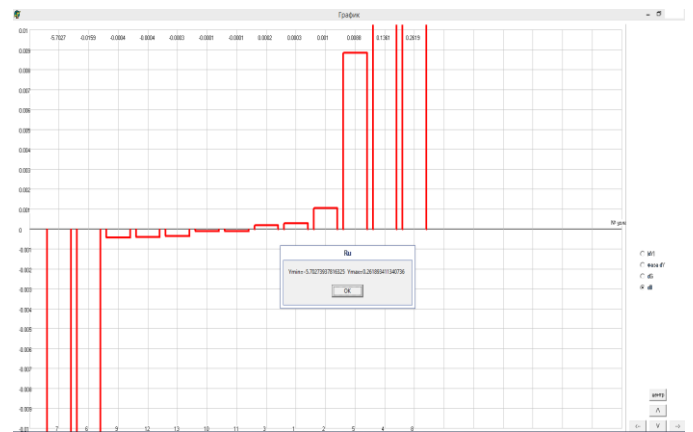


Рис. 3. Зависимость реактивной составляющей разности проводимостей, см, от номера узла

Из графических зависимостей можно заметить, что узлами управления являются 4 – 8, причем узлы 4, 5 и 8 являются сенсорными, так как фаза разности проводимостей и реактивная составляющая разности проводимостей имеют положительный знак, что говорит об индуктивном характере, а узлы 6, 7 являются жесткими, так как фаза и реактивная составляющая разности проводимостей имеют отрицательный знак, что говорит о емкостном характере.

В программе, определяющей вторые производные от суммарных потерь активной мощности в сети, расчет проводится при утяжелении режима в узле 4 изменением активной мощности с шагом утяжеления 94 МВт. Результаты представлены в табл. 1.

В табл. 1 в последних пяти строках приведены следующие параметры:

- суммарные потери напряжения для третьего и четвертого узлов на текущем шаге утяжеления;
- суммарные потери активной мощности на текущем шаге утяжеления;

Таблица I. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПРИ ИЗМЕНЕНИИ НАГРУЗКИ В УЗЛЕ 4 (СЕНСОРНОМ УЗЛЕ).

№ узла	U, кВ										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232
2	231,74	230,44	228,91	227,12	225,03	222,6	219,75	216,37	212,26	207,08	199,71
3	230,46	228,7	226,66	224,3	221,58	218,42	214,74	210,39	205,13	198,5	189,04
4	230,09	227,8	225,2	222,23	218,86	215	210,54	205,32	199,06	191,23	180,13
5	230,72	229,31	227,66	225,74	223,52	220,93	217,91	214,33	210	204,55	196,78
6	119,74	118,81	117,7	116,41	114,93	113,19	111,17	108,76	105,83	102,11	96,62
7	10,89	10,79	10,67	10,54	10,39	10,22	10,02	9,79	9,51	9,16	8,65
8	119,01	117,9	116,6	115,11	113,4	111,44	109,15	106,46	103,2	99,1	93,11
9	118,72	117,65	116,41	114,98	113,33	111,43	109,21	106,59	103,42	99,41	93,54
10	119,03	118,01	116,82	115,44	113,85	112,02	109,87	107,33	104,25	100,35	94,61
11	118,65	117,65	116,48	115,13	113,57	111,75	109,63	107,11	104,06	100,19	94,46
12	118,53	117,52	116,34	114,98	113,4	111,57	109,44	106,9	103,83	99,93	94,18
13	118,32	117,27	116,03	114,61	112,97	111,07	108,86	106,24	103,07	99,06	93,17
$\Delta U_2$ , кВ		1,3	1,53	1,79	2,09	2,43	2,85	3,38	4,11	5,18	7,37
$\Delta U_3$ , кВ		1,76	2,04	2,36	2,72	3,16	3,68	4,35	5,26	6,63	9,46
$\Delta P$ , МВт	3,59	7,05	12,12	18,95	27,76	38,87	52,69	69,9	91,6	119,82	160,67
$dP/dP$		0,0368	0,0539	0,0726	0,0937	0,1181	0,1470	0,1830	0,2308	0,3002	0,4345
$d^2P/dP^2$			$182 \cdot 10^{-6}$	$199 \cdot 10^{-6}$	$224 \cdot 10^{-6}$	$260 \cdot 10^{-6}$	$307 \cdot 10^{-6}$	$384 \cdot 10^{-6}$	$508 \cdot 10^{-6}$	$738 \cdot 10^{-6}$	$1429 \cdot 10^{-6}$

- значение первой производной потерь активной мощности;
- значение второй производной потерь активной мощности.

На рис. 4 изображена зависимость значения второй производной при увеличении мощности в узле 4.

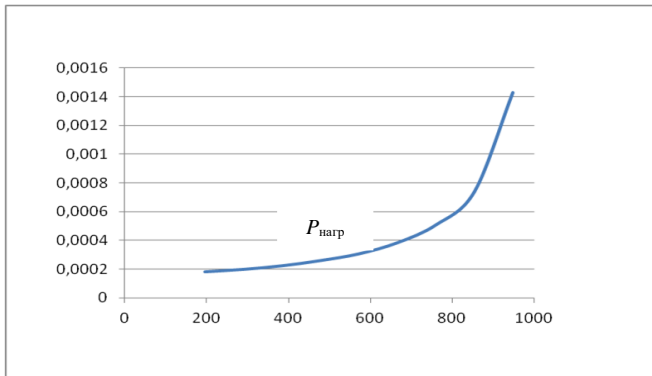


Рис. 4. Зависимость обобщенного параметра режима от  $P_{нагр}$  в узле 4

Коэффициенты запаса по активной мощности:

$$\Delta P_{н.к} = K \cdot \sqrt{\frac{P_{н1} \cdot P_{н2}}{P_{н1} + P_{н2}}} = 0,75 \cdot \sqrt{\frac{172 \cdot 88}{172 + 88}} = 5,72;$$

$$K_p = \frac{P_{пр} - (P + \Delta P_{н.к})}{P_{пр}} = \frac{948 - (666 + 5,72)}{948} = 0,291.$$

Коэффициент запаса по напряжению:

$$K_u = \frac{U - U_{кр}}{U} = \frac{230,09 - 180,13}{230,09} = 0,194.$$

Графики и таблицы по результатам для остальных расчетов имеют такой же характер изменения (табл. 2).

Таблица II. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАПАСА ПО НАПРЯЖЕНИЮ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

№ узла	Промежуточный	Сенсорный	Жесткий
	2	4	7
$K_p$	0,21	0,29	0,13
$K_u$	0,21	0,19	0,18

Вторые производные от суммарных потерь активной мощности в сети почти постоянны в зоне нормального функционирования ЭЭС и быстро нарастают в зоне опасных околопредельных режимов, поэтому их удобно использовать при последовательном утяжелении режима. Здесь возможно определение граничного значения активной мощности, разделяющего две зоны, и вычисление по нему коэффициентов запаса по активной мощности, соответствующих существующей ситуации. Так как наибольшее отклонение напряжения получается в сенсорных узлах, то оценить коэффициенты запаса по напряжению можно по утяжелению в них.

Наиболее показательными при оценке отклонений напряжения являются жесткие и сенсорные узлы, имеющие в своих свойствах различную реакцию на изменение нагрузки.

### Список литературы

- [1] Чемборисова Н.Ш. Обобщенные показатели для оценки допустимых режимов в дефицитных электроэнергетических системах // Электричество. – 2004. – № 5.
- [2] Чемборисова Н.Ш. Применение обобщенных показателей для задач управления установившимися режимами электроэнергетической системы // Электричество. – 2003. – № 4.
- [3] Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003, № 277.

# Метод непрерывного динамического утяжеления для выявления предела статической устойчивости ЭЭС

А.А. Брындин, А.А. Братолобов

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»  
Иваново, Россия  
antonbryndin@gmail.com

Согласно методическим указаниям по устойчивости ЭЭС, для надёжной работы энергосистем необходимо обеспечивать отсутствие самораскачивания, а также запас статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки. Организации, осуществляющие проектирование и эксплуатацию энергосистем, имеют доступ к программно-вычислительным комплексам (ПВК), позволяющим производить расчёт электромеханических переходных процессов (например, MUSTANG, EUROSTAG и др.), поэтому целесообразно их использование для оценки не только динамической, но и статической устойчивости. Произведён анализ статической устойчивости простой ЭЭС с использованием указанных программ, показан пример определения предела аperiodической и колебательной статической устойчивости, а также устойчивости узла нагрузки.

*Ключевые слова: статическая устойчивость, критическое напряжение узла нагрузки, непрерывное динамическое утяжеление, программно-вычислительные комплексы.*

## Continuous dynamic worsening procedure for determination steady-state stability limits of EPS

Anton Bryndin, Alexander Bratolyubov

Ivanovo State Power University  
Ivanovo, Russian Federation  
antonbryndin@gmail.com

According to Methodical Guidelines for Power Systems Stability, it is necessary to provide the absence of cumulative hunting and voltage steady-state stability margin in load centers for reliable operation of power grid. Engineering and operating organizations have access to power-frequency transients simulation programs (e.g. MUSTANG, EUROSTAG etc.), so it is reasonable to use them not only for dynamic stability assessment but also for steady-state stability assessment too. Steady-state stability analysis has been done with the help of mentioned programs, the example of determining steady-state stability limits due to cumulative hunting and load nodes critical voltage has been shown.

*Keywords: steady-state stability, load node's critical voltage, continuous dynamic worsening procedure.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с методическими указаниями по устойчивости энергосистем [1], требуется обеспечивать запас статической аperiodической устойчивости по активной мощности в сечениях и по напряжению в узлах нагрузки, а также отсутствие самораскачивания, т.е. нарушения колебательной устойчивости, в области допустимых режимов.

Но располагают ли организации, занимающиеся проектированием и эксплуатацией энергосистем, необходимыми инструментами для полноценного выполнения этих требований? Ведь в настоящий момент у таких организаций нет в наличии специализированных программно-вычислительных комплексов, которые позволяли бы анализировать статическую устойчивость именно с учётом самораскачивания, а также определять критические напряжения узлов нагрузки.

В то же время эти организации имеют доступ к программам для расчёта электромеханических переходных

процессов (МУСТАНГ, EUROSTAG, ДАКАР и др.), поэтому целесообразно их использование для оценки не только динамической, но и статической устойчивости.

### II. АНАЛИЗ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ КАК ЧАСТНОГО СЛУЧАЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

Идея данного подхода не нова [2 – 4] и заключается в том, что можно оценивать статическую устойчивость режима по характеру изменения его параметров так же, как и при оценке динамической устойчивости, только вместо больших задавать малые возмущающие воздействия. Такими возмущающими воздействиями могут быть, к примеру, приращение мощности турбины или снижение напряжения в узле и т.д. В качестве контролируемых параметров, по которым будет оцениваться статическая устойчивость, могут быть взяты зависимость угла ротора синхронной машины от времени, скольжение синхронных и асинхронных машин и др. При этом существует возможность совмещения задачи оценки статической устойчивости отдельного режима и задачи утяжеления режима для поиска предела устойчивости.



Такой способ можно назвать динамическим, так как при этом используются те же программы и модели, что и для исследования динамической устойчивости [5].

### III. ПРИМЕНЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКОГО МЕТОДА ОЦЕНКИ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ НА ПРИМЕРЕ ПРОСТЫХ ЭЭС

В данной работе было показано применение указанного метода динамического утяжеления для анализа устойчивости на примере простых энергосистем.

Для начала в программном комплексе для расчёта электромеханических переходных процессов была смоделирована простейшая система (рис. 1), состоящая из генератора, трансформатора, двухцепной линии и БУ. Генератор представлен моделью синхронной машины, учитывающей электромагнитные переходные процессы в контурах ротора и действие системы возбуждения; так же моделируется турбина с регулятором скорости. В качестве возмущающего воздействия рассматривается ступенчатое увеличение мощности турбины, устойчивость оценивается по характеру изменения угла ротора генератора.

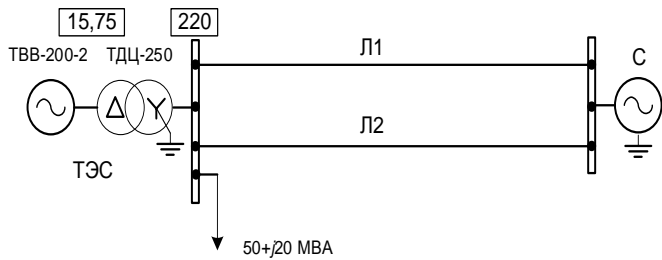


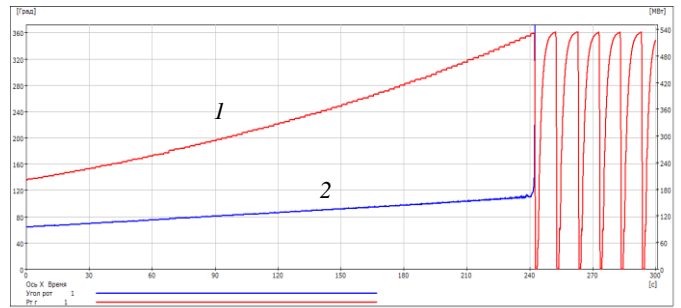
Схема простейшей ЭЭС

На рис. 2 показан процесс утяжеления режима системы по мощности турбины и его детализация. При постепенном ступенчатом увеличении мощности турбины происходит достижение границы аperiodической устойчивости, что характеризуется вылетом угла ротора генератора далеко за 360°. Этот момент соответствует предельной мощности в 530 МВт.

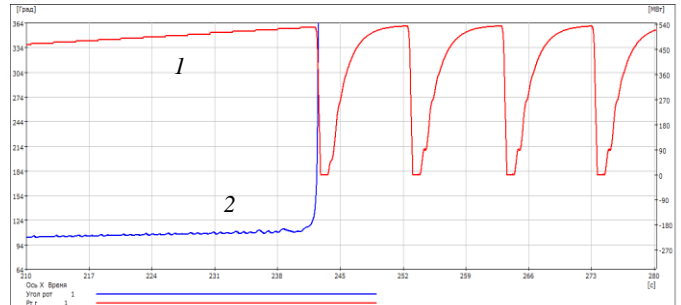
На рис. 3 показан процесс нарушения колебательной устойчивости. Для его достижения были специально «испорчены» настройки АРВ генератора. На графике видно, что в определённый момент, при постепенном увеличении мощности турбины ротор генератора начинает колебаться с нарастающей амплитудой, что в конце концов приводит к потере устойчивости. Предельная мощность при этом ниже и составляет 338 МВт.

Такой же подход к анализу статической устойчивости может быть реализован и с помощью пакета прикладных программ MATLAB. Из логических блоков графической среды Simulink на основе уравнений переходного режима ЭЭС, обычно используемых для оценки динамической устойчивости, был собран модуль непрерывного динамического утяжеления (рис. 4).

Блок АРВ (рис. 5) моделирует действие системы АРВ-СД с действием по отклонению напряжения и по первой и второй производным тока статора (для ТГ) или угла ротора (для ГГ).

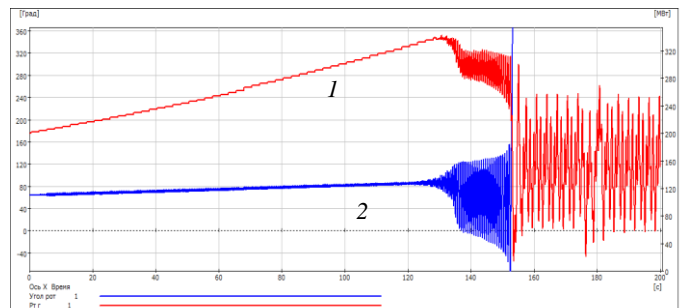


а

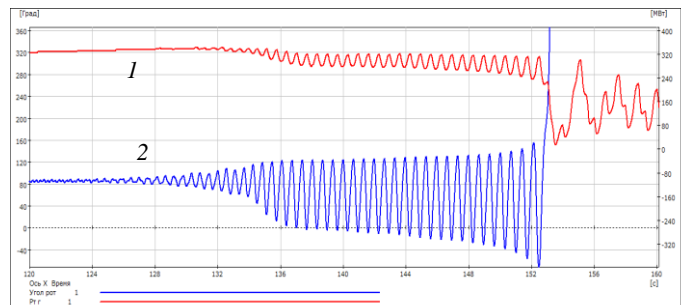


б

Рис. 1. Графики зависимостей мощности турбины (1) и угла ротора генератора (2) от времени: а – утяжеление режима и достижение границы аperiodической устойчивости; б – детализация процесса нарушения устойчивости



а

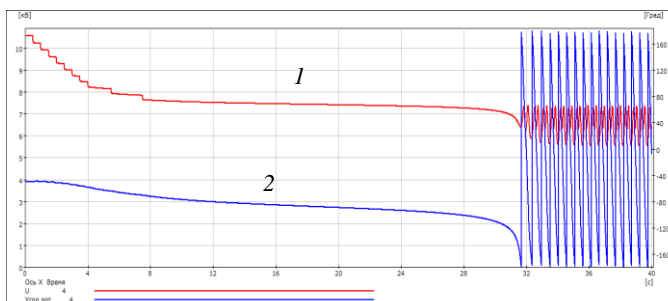


б

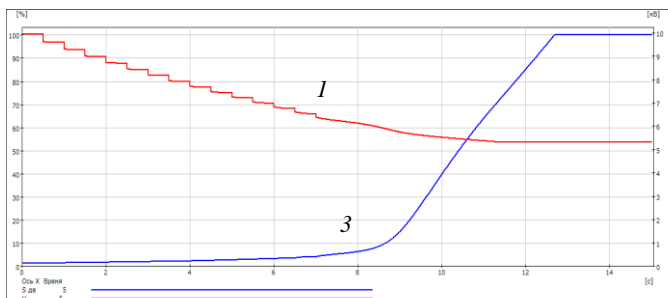
Рис. 2. Графики зависимостей мощности турбины (1) и угла ротора генератора (2) от времени: а – утяжеление режима и достижение границы колебательной устойчивости; б – детализация процесса нарушения устойчивости







а



б

Рис. 7. Графики зависимостей напряжения в узле (1), угла ротора синхронного двигателя (2) и скольжения асинхронного двигателя (3) от времени: а – определения критического напряжения для узла с СД; б – для узла с АД

## V. ВЫВОДЫ

Таким образом, в данной работе на примерах простых схем ЭЭС и узла нагрузки показано, что предложенный метод непрерывного динамического утяжеления позволяет определять предел статической устойчивости с учётом

самораскачивания, а также критические напряжения узлов нагрузки с помощью известных программных продуктов, ориентированных на расчёт электромеханических переходных процессов ЭЭС. В работе приведены примеры нарушения как апериодической, так и колебательной статической устойчивости.

Данный подход целесообразно применять также для анализа апериодической и колебательной статической устойчивости сложных энергосистем.

## Список литературы

- [1] Методические указания по устойчивости энергосистем: СО 153-34.20.576-2003. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
- [2] Веников В.А., Мариносян Р.Э. Статическая устойчивость как частный случай динамической устойчивости электрических систем // Электричество. – 1981. – № 6. – С. 6–9.
- [3] Лоханин Е.К. Методы моделирования расчёта и анализа стационарных и переходных режимов в энергосистемах. – М.: Знак, 2014. – 456 с.
- [4] Лоханин Е.К., Васильева Г.В. Анализ статической устойчивости сложных энергосистем динамическим методом. Исследование в области устойчивости энергосистем и противоаварийной автоматики. – М.: Энергоиздат, 1986.
- [5] Братолобов А.А. Выявление предела статической устойчивости электроэнергетической системы методом непрерывного динамического утяжеления режима / А.А. Братолобов, Н.А. Огорельшев // Состояние и перспективы развития электротехнологии (10-е Бенардосовские чтения): тез. докл. междунар науч.-техн. конф., 6-8 июня 2001. – Иваново, 2001. – Т. 1. – С. 53.
- [6] Братолобов А.А., Огорельшев Н.А., Аржанникова А.Е. Применение ЭВМ в учебных расчётах коротких замыканий и устойчивости электроэнергетических систем: Учебное пособие / ГОУПВО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина». – Иваново, 2006. – 107 с.

# **Принципы изменения уставок устройств автоматического ограничения перегрузки оборудования (АОПО) в зависимости от температуры окружающего воздуха с целью повышения пропускной способности электрической сети**

И.В. Букреев, А.О. Михайлов

Филиал АО «Системный оператор Единой энергетической системы» Региональное диспетчерское управление  
Республики Башкортостан  
Уфа, Россия  
bukreev@rb.so-ups.ru, mihailovao@rb.so-ups.ru

Применение устройств противоаварийной автоматики, в том числе устройств автоматического ограничения перегрузки оборудования (АОПО), позволяет увеличить величину передаваемой мощности в сечении без строительства дополнительных линий электропередачи или установки дополнительного оборудования. В существующих устройствах АОПО используется сезонный принцип изменения уставок, когда уставки изменяются эксплуатирующим персоналом два раза в год (при переходе на зимние или летние уставки), или автоматический принцип изменения уставок при изменении температуры окружающего воздуха. Сезонный принцип изменения уставок устройств АОПО имеет недостатки, которые при определенных условиях могут привести к перегрузке линий электропередачи или оборудования, недоиспользованию пропускной способности линий электропередачи или оборудования, что, в свою очередь, может привести к реализации излишних управляющих воздействий устройств АОПО. Выполнен анализ применяемых принципов изменения уставок устройств АОПО. В процессе проведенного анализа выявлены достоинства и недостатки применяемых принципов изменения уставок устройств АОПО. Даны рекомендации по оптимизации принципов изменения уставок устройств АОПО с целью повышения пропускной способности электрической сети. Полученные результаты могут быть применены при проектировании энергосистем, устройств противоаварийной автоматики, а также при планировании и ведении режима работы энергосистем.

*Ключевые слова: устройство автоматического ограничения перегрузки оборудования, противоаварийная автоматика, АОПО, сечение.*

## **Principles of change settings device automatically limitations equipment overload (AOPO) depending on ambient temperatures in order to increase transmission capacity of electric network**

I.V. Bukreev, A.O. Mikhailov

Branch of OAO «System Operator of Unified Energy System» Regional Dispatch Office of the Republic of Bashkortostan  
Ufa, Russian Federation  
bukreev@rb.so-ups.ru, mihailovao@rb.so-ups.ru

The use of emergency control devices, including automated equipment overload limit device (AOPO), allows you to increase the amount of transmitted power in a section without the construction of additional transmission lines or installation of additional equipment. Existing devices used AOPO seasonal principle of setting changes, when rates change exploiting staff twice a year (during the transition to the winter or summer setting), or the principle of the automatic setting changes when changing ambient temperature. Seasonal changes in the principle AOPO device settings has disadvantages, which under certain conditions can lead to overloading of transmission lines or equipment, underutilization of capacity transmission lines or equipment, which in turn can lead to the implementation of the excessive control devices AOPO effects. The analysis applied the principles of change AOPO device settings. In the process of the analysis revealed the advantages and disadvantages of the principles applied setting changes AOPO devices. Recommendations on optimization principles change device settings AOPO in order to increase the capacity of electricity networks. The results can be applied in the design of power systems, emergency control devices, as well as in the planning and conduct of the regime of power systems.

*Keywords: an automatic overload limit of the equipment, emergency control, AOPO, section.*

## I. ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с [1] сечение – это совокупность сетевых элементов (линии электропередачи (далее – ЛЭП) или оборудование) одной или нескольких связей (последовательности элементов, соединяющих две части энергосистемы), отключение которых приводит к полному разделению энергосистемы на две изолированные части. В соответствии с [2], переток активной мощности в сечении не должен превышать наибольшего допустимого значения, называемого максимально допустимым перетоком (далее – МДП).

Увеличить МДП, а соответственно и увеличить пропускную способность сечения можно путем реконструкции элементов сечения, сооружением новых элементов сечения или путем установки устройств противоаварийной автоматики (далее – ПА). Наименее затратным способом является установка устройств ПА.

В соответствии с [1], величина МДП увеличивается на величину управляющих воздействий ПА долговременного действия на изменение мощности, например, если МДП по сечению составляет 100 МВт, то при установке ПА, действующей на отключение нагрузки в объеме 50 МВт, МДП будет равняться 150 МВт. В данном случае определяющим является то, на какую температуру выставлены уставки срабатывания ПА и будет ли устройство ПА работать эффективно во всем диапазоне температур наружного воздуха. Далее рассмотрим случаи, когда устройства ПА эффективны при применении тех или иных принципов изменения уставок ПА (на примере устройства автоматического ограничения перегрузки оборудования (далее – АОПО)).

## II. ОПИСАНИЕ ПРИНЦИПОВ ИЗМЕНЕНИЯ УСТАВОК УСТРОЙСТВ АОПО

### A. Сезонный принцип изменения уставок устройств АОПО

В настоящее время в энергосистеме России широко используется принцип сезонного изменения уставок устройств АОПО (далее – сезонный принцип). Данный принцип заключается в использовании двух групп уставок устройств АОПО в зависимости от времени года – уставки летнего периода и уставки зимнего периода. В соответствии с [4], уставки летнего периода выбираются для температуры окружающего воздуха +25 °С, а уставки зимнего периода – для температуры окружающего воздуха –5 °С. Календарные сроки сезонного изменения уставок устройств АОПО определяются решением главного диспетчера Филиал ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» (далее – ОАО «СО ЕЭС»), в операционной зоне которого установлены соответствующие устройства АОПО, исходя из статистики многолетних суточных температур по региону, согласованным с собственником оборудования, защищаемого устройствами АОПО. Сезонный принцип изменения уставок имеет два существенных недостатка:

- Недоиспользование пропускной способности электрической сети, когда выставлены уставки летнего периода, а температура окружающего воздуха ниже +25 °С либо когда выставлены уставки зимнего периода, а температура окружающего воздуха ниже –5 °С.

- Риск перегрузки оборудования в период экстремально высоких температур окружающего воздуха (когда температура окружающего воздуха выше +25 °С), а также реализация избыточного или недостаточного объема управляющих воздействий (далее – УВ) устройств АОПО, когда уставки устройств АОПО не соответствуют фактической температуре окружающего воздуха.

### B. Межсезонный принцип изменения уставок устройств АОПО

В качестве одного из способов повышения пропускной способности электрической сети и повышения эффективности использования объема УВ устройств АОПО можно использовать межсезонный принцип изменения уставок устройств АОПО (далее – межсезонный принцип). Межсезонный принцип заключается в использовании четырех групп уставок устройств АОПО вместо двух – уставки зимнего периода, межсезонные уставки, уставки летнего периода и уставки периода экстремально высоких температур. При использовании межсезонного принципа уставки зимнего периода следует выбирать для температуры окружающего воздуха –5 °С, межсезонные уставки – для температуры окружающего воздуха +5 °С, уставки летнего периода – для температуры окружающего воздуха +25 °С, уставки периода экстремально высоких температур – для температуры окружающего воздуха +35 °С. Фактически межсезонный принцип отличается от сезонного принципа только количеством групп уставок устройств АОПО, соответственно обладает теми же самыми достоинствами, но позволяет более эффективно использовать пропускную способность электрической сети и объем УВ устройств АОПО за счет минимизации несоответствия уставок устройств АОПО фактической температуре окружающего воздуха. В то же время использование межсезонного принципа влечет за собой увеличение количества рассматриваемых диспетчерских заявок, увеличение времени выведенного состояния устройств АОПО для изменения уставок, увеличение количества переключений по выводу из работы и вводу в работу устройств АОПО для изменения уставок, а также увеличение загруженности ремонтного персонала объектов электроэнергетики, задействованного в изменении уставок устройств АОПО.

### C. Адаптивный принцип изменения уставок устройств АОПО

Наиболее эффективным способом повышения пропускной способности электрической сети и повышения эффективности использования объема УВ устройств АОПО является использование адаптивного принципа изменения уставок устройств АОПО (далее – адаптивный принцип). Суть адаптивного принципа заключается в автоматическом изменении уставок устройств АОПО в зависимости от температуры окружающего воздуха. При использовании адаптивного принципа следует выбирать определенный объем УВ для различных температур окружающего воздуха. Применение адаптивного принципа лишено недостатков, присущих сезонному и межсезонному принципам, за счет постоянного соответствия уставок устройств АОПО температуре окружающего воздуха, но в то же время имеет ряд своих недостатков. Основным недостатком данного принципа является капиталоемкость, поскольку данный принцип может быть реализован только в современных микропроцессорных устройствах

АОПО с использованием дополнительных датчиков температуры окружающего воздуха, а также должна быть реализована передача информации в режиме реального времени от устройства АОПО в соответствующий филиал ОАО «СО ЕЭС» о фактически выставленной уставке для учета в оперативно-информационном комплексе (ОИК), в соответствии с действующими требованиями к системам обмена технологической информацией объектов электроэнергетики с автоматизированной системой Системного оператора (СОТИАССО).

### III. Вывод

Изменение уставок устройств АОПО в зависимости от температуры окружающего воздуха позволяет повысить пропускную способность электрической сети и эффективность использования УВ устройств АОПО.

Использование межсезонного принципа является наиболее экономически выгодным вариантом по сравнению с использованием адаптивного принципа, поскольку, как правило, не требует реконструкции существующих устройств противоаварийной автоматики. Тем не менее, использование межсезонного принципа не позволяет в полном объеме решить проблему недоиспользования пропускной способности электрической сети и неоптимального использования объема УВ устройств АОПО, поскольку изменение уставок осуществляется ремонтным персоналом объектов электроэнергетики и требует вывода

из работы устройств АОПО на время изменения уставок. Использование адаптивного принципа позволяет наиболее эффективно использовать электросетевое оборудование и УВ устройств АОПО, но является капиталоемким мероприятием, поскольку данный принцип может быть реализован только в современных микропроцессорных устройствах ПА и существует необходимость организации передачи информации в режиме реального времени от каждого устройства АОПО в соответствующий филиал ОАО «СО ЕЭС» о фактически выставленных уставках.

### Список литературы

- [1] Методические указания по устойчивости энергосистем, утвержденные Приказом Минэнерго России от 30.06.2003. № 277.
- [2] Инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России, утвержденная 27.09.2013 директором по управлению режимами ЕЭС – главным диспетчером ОАО «СО ЕЭС».
- [3] СТО 59012820.29.240.001-2011. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования: Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС», введенный в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 19.04.2011 № 102 (в редакции изменения, введенного в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 29.07.2014 № 201).

# Применение теории нечётких множеств для решения актуальных задач оперативно-диспетчерского управления

О.В. Булыгина, К.А. Булыгин

Филиал ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет “МЭИ” в г. Смоленске»  
Филиал АО «СО ЕЭС» Региональное диспетчерское управление энергосистемами Смоленской, Брянской  
и Калужской областей  
Смоленск, Россия  
mostik-kostik@mail.ru

В данной работе анализируется имеющийся опыт построения систем поддержки принятия решений в оперативно-диспетчерском управлении, рассматриваются перспективы применения теорий нечётких и сверхнечётких множеств и нейронных сетей для решения актуальных задач оперативно-диспетчерского управления для существующих информационных систем диспетчерских центров.

*Ключевые слова:* нечёткая логика, сверхнечёткая логика, контролируемый параметр, лингвистическая переменная, оперативно-информационный комплекс.

## Application of fuzzy sets theory for solution of actual supervisory control problems

O.V. Bulygina, K.A. Bulygin

Smolensk branch of National Research University «MPEI»  
Branch of JSC «SO UPS» Regional dispatching office of power supply systems of Smolensk, Bryansk and Kaluga regions  
Smolensk, Russia  
mostik-kostik@mail.ru

In this work the available experience of building of decision support systems in supervisory control is analyzed, prospects of applying theories of fuzzy and superfuzzy sets and neural networks for the solution of actual supervisory control problems in the conditions of the existing information systems of the dispatching centers are considered.

*Keywords:* fuzzy logic, superfuzzy logic, controlled parameter, linguistic variable, operational and information complex.

### I. ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день выполнение функций оперативно-диспетчерского управления (далее – ОДУ) неразрывно связано с развитием автоматизированных систем диспетчерского управления (далее – АСДУ), а именно с внедрением новейших комплексов противоаварийной автоматики, микропроцессорных систем регулирования, новейших программно-аппаратных комплексов, особое место среди которых занимают SCADA-системы. Наблюдаемость системы растёт вместе с объёмами информации, поступающей в диспетчерские центры (далее – ДЦ). Регулярно вводятся в промышленную эксплуатацию специализированные программно-аппаратные комплексы (далее – ПАК). С одной стороны, диспетчерский и технологический персонал ДЦ в избытке обеспечивается значительным объёмом различной информации и имеет в своём распоряжении множество инструментов для практического применения данной информации. С другой стороны, упомянутая избыточность в ряде случаев не обеспечивает ожидаемой своевременности в действиях персонала ДЦ в рамках выполнения поставленных задач по управлению режимом операционной зоны (далее – ОЗ). Решением данной проблемы могло бы стать встраивание элементов интеллектуальных систем поддержки принятия решений (далее – СППР) в существующие АСДУ ОАО «СО ЕЭС» (далее – СО).

### II. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Современный уровень развития АСДУ ДЦ СО представляет собой «информационную стадию» (рис. 1). Функционал оперативно-информационного комплекса (далее – ОИК), помимо прочего, позволяет преобразовывать поступающие данные, формировать дорасчёты телеизмерений и телесигналов, организовывать предупредительную сигнализацию, обращаться к базам данных ключевых ПАК. Интеллектуальный анализ и принятие решений осуществляется исключительно персоналом ДЦ. При этом, как уже было сказано выше, имеющихся возможностей АСДУ не всегда достаточно для обеспечения своевременного и качественного реагирования диспетчера (или сотрудника технологической службы) на изменение тех или иных параметров режима, что может иметь следующие последствия:

- сокращение времени, необходимого для выполнения уточняющих расчётов и принятия верного решения (принятие неверных решений в условиях стресса);
- несвоевременная отдача команд на выполнение схемно-режимных мероприятий и, как следствие, неполное завершение переключений (недостаточная загрузка/разгрузка электростанций) к моменту

возникновения аварийного возмущения (с возникновением недопустимой перегрузки оборудования в послеварийном режиме);

- принятие некорректных решений при режимной обработке заявок и планировании графика ремонтов.

Для эффективного решения рассматриваемой проблемы потребуется постепенный переход к следующему уровню развития АСДУ, который представляет собой «информационно-советующую стадию» (рис. 2) [2]. Сегодня в СО созданы все предпосылки и уже реализуются некоторые элементы (такие как центр обработки данных – ЦОД) «информационно-советующей стадии» развития АСДУ.

Неотъемлемой частью «информационно-советующей стадии» развития АСДУ является внедрение интеллектуальных методов обработки информации и построения на их базе архитектуры интеллектуальной СППР [3]. Работы по созданию интеллектуальной СППР при управлении электроэнергетической системой ведутся достаточно давно. Данной тематике посвящены труды А.А. Башлыкова, С.А. Дмитриева, И.С. Петухова, П.С. Панкратьева, А.М. Сулеймановой и др. Большинство работ по СППР в электроэнергетике связано с ликвидацией последствий аварийных возмущений в электроэнергетической системе (далее – ЭС). Как правило, поддержка принятия решений при управлении доаварийными режимами остаётся «не в фокусе» данных исследований.



Рис. 1. Информационная стадия развития системы АСДУ



Рис. 2. Информационно-советующая стадия развития системы АСДУ

Обобщённая функциональная схема СППР представлена на рис. 3.

Как видно из рис. 3, для построения СППР для решения имеющейся проблемы должны применяться интеллектуальные методы анализа исходной информации. На сегодняшний день наибольший опыт накоплен в использовании методов теории нечёткой логики и нейронных сетей. Что касается последней, то с точки зрения решения рассматриваемой проблемы при настоящем уровне развития АСДУ она имеет недостатки, которые на данном этапе представляются весьма существенными:

- сложность настройки внутренних элементов и связей между ними из-за многомерности моделей сети ОЗ ДЦ и иерархической структуры управления ОАО «СО ЕЭС»;
- сложность применения в SCADA-системах в связи со значительными временными затратами на выполнение процедуры обучения;
- необходимость дополнительных дорогостоящих аппаратных решений при реализации элементов интеллектуальной нейронной сети.

Аппарат теории нечетких множеств уже продемонстрировал ряд многообещающих возможностей в различных отраслях [1]. Применение методов теории нечётких множеств позволит автоматически обобщать, анализировать значительные объёмы поступающей информации и при необходимости трансформировать её в легко воспринимаемую человеком форму. К недостаткам нечётких множеств можно отнести:

- сложность учёта экспертного мнения персонала ДЦ, которое может значительно различаться;
- увеличение количества входных переменных увеличивает сложность вычислений экспоненциально;
- сложность в восприятии базы правил, в связи с её значительным объёмом.

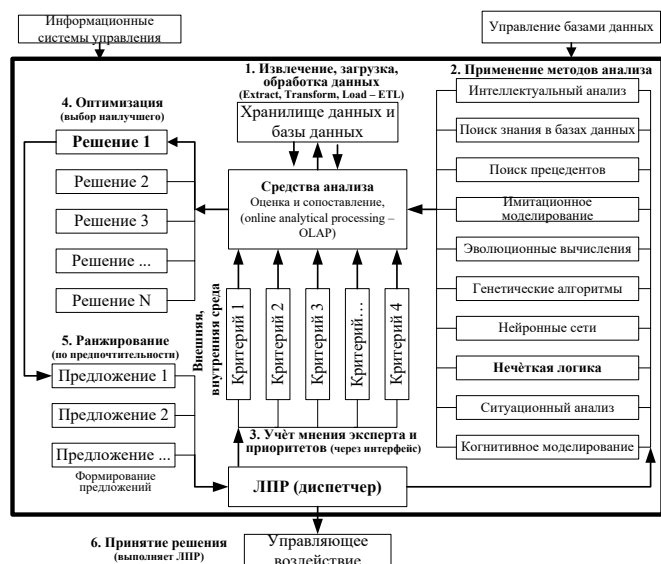


Рис. 3. Упрощённая функциональная схема интеллектуальной СППР

Перспективы применения теории нечётких множеств представлены на рис. 4.

Рассмотрим некоторые аспекты применения алгоритмов нечёткой логики для решения задачи контроля за изменениями параметров электроэнергетического режима на примере токовой загрузки линий электропередачи (далее – ЛЭП).



Рис. 4. Перспективы применения теории нечётких множеств

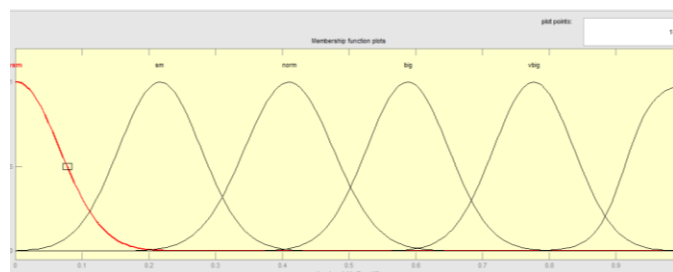


Рис. 5. Терм-множества лингвистической переменной «относительная нагрузка ЛЭП»

Для определения качественной характеристики токовой нагрузки ЛЭП введём выходную лингвистическую переменную  $x$  = «относительная нагрузка ЛЭП» [4]. В простейшем случае переменная характеризует токовую нагрузку ЛЭП в процентах от текущего допустимого значения, зависящего от температуры. Введём множество допустимых значений (терм-множество)  $M = \{ \text{«очень низкая»}, \text{«низкая»}, \text{«нормальная»}, \text{«высокая»}, \text{«очень высокая»}, \text{«номинальная»} \}$  с функциями принадлежности  $\mu_{\text{«очень низкая»}}(E)$ ,  $\mu_{\text{«низкая»}}(E)$ ,  $\mu_{\text{«нормальная»}}(E)$ ,  $\mu_{\text{«высокая»}}(E)$ ,  $\mu_{\text{«очень высокая»}}(E)$ , где  $E$  – универсальное множество значений токовой нагрузки ЛЭП в амперах,  $E = [0; 2000]$  (рис. 5).

Диапазон изменения всех описанных здесь функций принадлежности составляет  $[0; 1]$ .

Форма и размеры терм-множеств могут быть изменены в зависимости от характерной нагрузки ЛЭП на основании мнения эксперта или статистических данных ОИК. При этом следует отметить, что мнения диспетчеров могут отличаться в плане определения границ терм-множеств. В данном случае «нечёткость» получает ещё одно дополнительное измерение, что приводит к возникновению областей неопределённости. Поскольку математический аппарат так называемой «сверхнечёткой» логики не достаточно проработан, то на данном этапе требуется выполнять обобщение имеющихся точек зрения диспетчерского персонала.

На практике персонал ДЦ даёт качественную оценку величины токовой нагрузки ЛЭП не только исходя из текущего соотношения фактической и номинальной нагрузки (определяется инструментом МТН ОИК), но и в зависимости от экспертной оценки изменения фактических потоков по другим сетевым элементам.

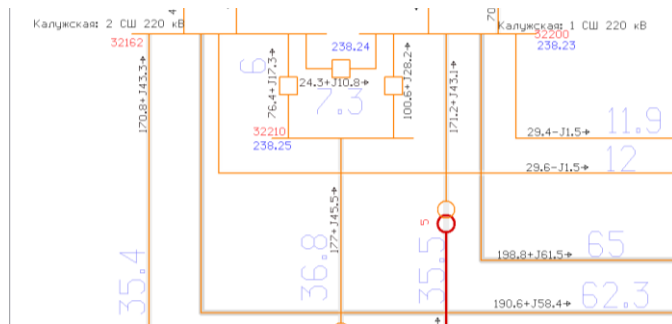


Рис. 6. Загрузка параллельных ВЛ 220 кВ Спутник – Калужская I, II цепь

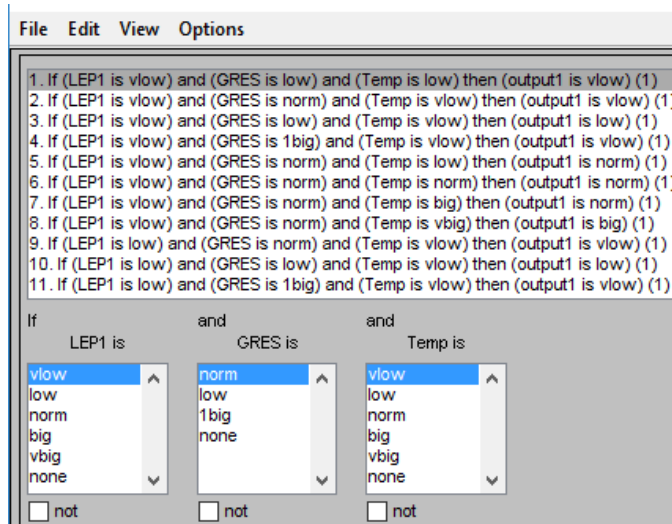


Рис. 7. Формирование нечётких продукционных правил

В общем случае подобные «критические» изменения остаются незамеченными диспетчерским или технологическим персоналом ДЦ до момента достижения уставок срабатывания предупредительной сигнализации ОИК. Применение нечётких продукционных правил позволит в автоматическом режиме выявлять схемно-режимные ситуации, развитие которых может привести к тем или иным негативным последствиям в ПАР.

На рис. 6 представлен режим, в котором нагрузка параллельных ВЛ 220 кВ Спутник – Калужская I, II цепь постепенно увеличилась до 60 % в результате изменения потокораспределения в сети 500 кВ за пределами операционной зоны ДЦ. Сигнализация МТН ОИК не работает. В зависимости от температуры окружающей среды («низкая», «нормальная», «высокая»), генерации ближайшей электростанции («низкая», «нормальная», «высокая»), нагрузка указанных ЛЭП может быть охарактеризована как «нормальная», «высокая» или как «очень высокая».

Для получения значения выходной лингвистической переменной «относительная нагрузка ЛЭП» для одной из рассмотренных ЛЭП строятся нечёткие продукционные правила (рис. 7).

На основе перечисленных выше входных данных создаётся система нечёткого логического вывода Mamdani (рис. 8, минимаксная композиция нечётких множеств).



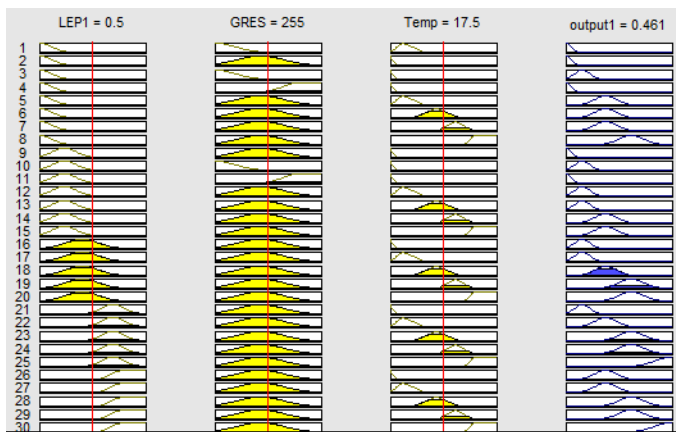


Рис. 8. Результаты применения нечётких продукционных правил

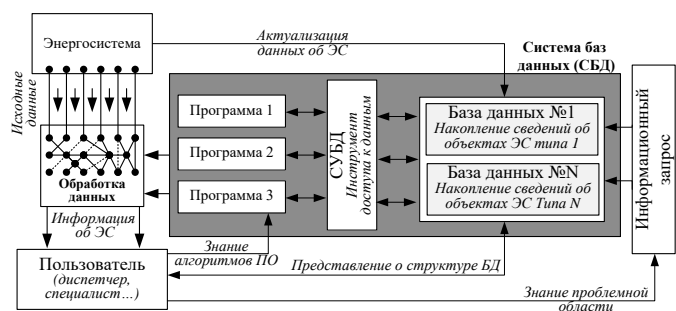


Рис. 9. Упрощённая схема системы баз данных

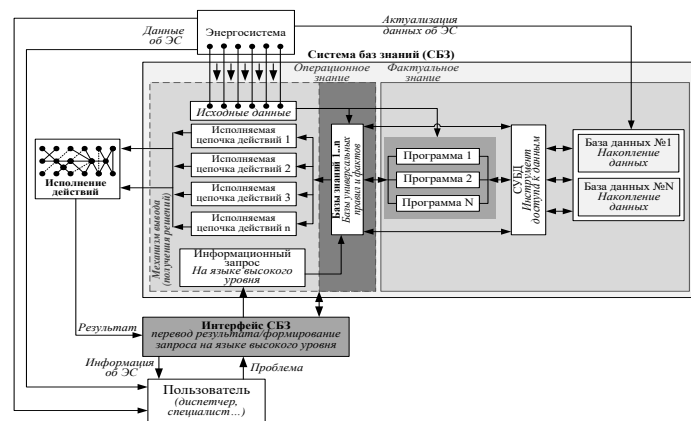


Рис. 10. Упрощённая схема системы баз знаний

Результатом работы правил является значение лингвистической переменной  $x$ . Например, при генерации Черепетской ГРЭС 255 МВт, температуре окружающего воздуха  $+17,5$  °С и токовой нагрузке одной из ВЛ 220 кВ Спутник – Калужская I, II цепь не более 50 % расчётное значение лингвистической переменной  $x$  составляет 0,461.

Последним этапом работы алгоритма является процедура дефазификации – величина переменной  $x$ , равная 0,461, ставится в соответствие терм-множеству «нормальной» загрузки. В данном конкретном случае дополнитель-

ное внимание со стороны диспетчера к режиму данных ЛЭП не потребуется. В случае если работа алгоритма нечёткой логики приведёт к изменению значения лингвистической переменной загрузки ЛЭП с «нормальная» на «высокая» (при этом предупредительные пределы форм контроля ОИК не достигаются), то задействуются средства встроенной сигнализации ОИК, сообщающие о существенном изменении параметров режима на контролируемом участке сети.

Дополнительным преимуществом внедрения алгоритмов нечёткой логики является создание предпосылок перехода на использование языка высшего уровня. Это позволит в перспективе вывести взаимодействие ОИК – диспетчер (технолог, лицо, принимающее решение) на качественно новый уровень. Применяемые в теории нечётких множеств качественные характеристики более удобны для восприятия человеком в рамках процесса управления сложными многомерными системами, которыми является электроэнергетическая система. В таком случае речь может идти о возникновении возможности развития существующей системы баз данных в систему баз знаний (рис. 9, 10).

### III. ВЫВОДЫ

Применение методов теории нечётких множеств позволяет создать дополнительный инструмент контроля изменения параметров электроэнергетического режима наряду с контролируемыми параметрами и сечениями.

Иными словами, новейшие бизнес-процессы в оперативно-диспетчерском управлении, возникновение которых во многом связано с внедрением современных АСДУ, модернизацией и автоматизацией электросетевого комплекса, могут быть дополнительно оптимизированы путём применения алгоритмов нечёткой логики.

Постоянное увеличение программно-аппаратных возможностей оперативно-информационных комплексов не обеспечивает надлежащего повышения качества оперативно-диспетчерского управления. При разработке перспективных ОИК необходимо предусмотреть возможность расширения способов их взаимодействия с диспетчерским персоналом, в том числе с использованием языков высшего уровня.

### Список литературы

- [1] Башлыков А.А. Концепция модели оперативного мышления для интеллектуального управления энергоснабжением в трубопроводных системах // Pipeline Transportation [Theory and Practice]. – 2013. – № 3.
- [2] Башлыков А.А. Проектирование систем принятия решений в энергетике. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
- [3] Пегат А. Нечёткое моделирование и управление // Бином. – 2013. – С. 19–29.
- [4] Поспелов Д.А. Логиколлингвистические модели в системах управления // 1991. – С. 231.

# Оценка влияния графиков нагрузки на режим работы неоднородной сети

В.В. Буслев

ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт»»  
Москва, Россия

Задачи регулирования напряжения могут решаться для потребителей с различными графиками нагрузки в разрезе суток с использованием обобщенных показателей схемы, позволяющих сопоставлять различные параметры режима при разных нагрузках в узлах для расчетов установившихся режимов и корректировать полученные данные. Применение оптимальных способов и оборудования для регулирования напряжения в электрической сети способствует усилению электроэнергетических систем и повышению качества электроэнергии. Поэтому предлагается на основе предварительного анализа с использованием обобщенных показателей схемы выявить наиболее значимые нагрузки для оценки изменения напряжения в узлах ЭЭС, что актуально. Практическая значимость состоит в определении влияния графика нагрузки на режим работы сети и регулировании напряжения узлов сети, что способствует повышению качества электроэнергии.

Исследование влияния графиков нагрузки на режим работы неоднородной сети проведено с применением расчетных моделей электрической сети 110–220 кВ в программном комплексе RastrWin.

Составлены таблицы влияния на напряжения в узлах при различных комбинациях уровней нагрузок. На основе вычислений составлены списки сенсорности узлов, а также оптимальный уровень мощности компенсирующих узлов для оптимизации режима.

Результаты исследований могут быть применены при проектировании новых систем регулирования напряжений в узлах и для повышения эффективности функционирования существующих электрических сетей.

*Ключевые слова:* влияние графиков нагрузки на режим работы неоднородной сети, графики нагрузки, сенсорность узлов, влияние нагрузки в узле на напряжения в других узлах, дрейф узлов.

## Assessment of capacities schedule to operation mode of the heterogeneous grid

V.V. Buslov

National Research University «Moscow Power Engineering Institute»  
Moscow, Russian Federation

Voltage control tasks can be solved for consumers with different capacities schedule in the context of the day using a scheme of generalized indicators that allow to compare different parameters for the different capacity in the nodes for established mode and correct the data. Application of optimal methods and equipment for the voltage regulation in electrical grid enhances the electric power systems and improve quality of power energy. It is therefore suggested on the basis of preliminary analysis using generalized indicators of the scheme to identify the most significant nodes to evaluate the voltage changes at the nodes of the grid, which is important. The practical significance is to determine the effect of the capacities schedule at the network operation mode and voltage regulation of network nodes that improves the quality of electricity.

Investigation of the effect of capacities schedule for operation mode of heterogeneous grid carried out with the using of simulation models of 110-220 kV power grid in the program complex RastrWin.

It was compiled table influence on the voltage at the nodes in various combinations of load levels. On the basis of calculations was compiled lists of sensor nodes, as well as the optimum level of power compensating units for optimization mode.

The research results can be applied in the design of new systems in the voltage regulation units and to improve the efficiency of existing power grids.

*Keywords:* the effect of capacities schedule to operation mode of heterogeneous grid, capacities schedules, sensor nodes, loading effect on the voltage at the node to other nodes, nodes drift.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Одной из основных задач ведения режима работы энергосистем является поддержание нормального уровня напряжения в контрольных точках энергосистемы и у по-

требителя. В связи с этим планирование режима работы должно начинаться с выяснения потребности и, в первую очередь, с определения максимальных нагрузок в разрезе месяца, квартала, года. Если в сети имеется равномерная, не изменяющаяся нагрузка, то будет получен один неиз-

Таблица I. СПИСОК СЕНСОРНОСТИ УЗЛОВ

Номер узла	$\Delta Y_{\max}$	$\Delta V_{\max}$	Номер узла	$\Delta Y_{\min}$	$\Delta V_{\min}$	Более сенсорный <---> более жесткий
4	0,136346	-0,136210	4	0,136370	-0,136259	
5	0,009049	-0,009043	5	0,009071	-0,009068	
2	0,001486	-0,001416	2	0,000747	-0,000727	
1	0,000567	-0,000567	1	0,000568	-0,000568	
3	0,002079	-0,000269	3	0,000933	-0,000221	
11	0,000568	0,000068	11	0,000230	-0,000045	
10	0,000383	0,000085	10	0,000151	-0,000027	
13	0,001475	0,000341	13	0,000569	0,000052	
12	0,001389	0,000428	12	0,000533	0,000087	
9	0,000964	0,000452	9	0,000356	0,000109	
8	0,010043	0,009765	8	0,008816	0,008790	
6	0,015745	0,015730	6	0,016002	0,016002	
7	2,597029	2,595060	7	2,680519	2,678611	

менный нормальный режим работы. Но суточное потребление электроэнергии не делится на режим наибольших и наименьших нагрузок, а имеет график нагрузки, который для каждого потребителя различен и может меняться в течение года. Кроме того, каждая подстанция может питать различные виды потребителей: как города (мегаполисы), так и промышленные предприятия, а также электротранспорт. Форма суточного графика нагрузки, его характеристика (заполнение) и максимумы нагрузки изменяются в широких пределах, поэтому для исследований строятся усредненные типичные графики нагрузок, определенные из ряда графиков по средним получасовым нагрузкам. Таким образом, каждая форма графика влияет на режимные параметры различных сетей по-разному.

Электроэнергетическая система непрерывно подвергается внешним и внутренним возмущениям, которые вызывают изменения параметров режима – реакцию ЭЭС. Изменение параметров зависит как от вида и величины возмущения, места его приложения (внешних факторов), так и от схемы и параметров элементов ЭЭС (внутренних факторов) [1]. Изменение уровня нагрузки в разных местах ЭЭС могут вызывать заметную реакцию модулей напряжения в других узлах. В связи с этим узлы сети разделяют на сенсорные, модули напряжений которых сильнее всего изменяются при одних и тех же внешних возмущениях, и жесткие, имеющие противоположные свойства [2]. Анализ свойств узлов особенно полезен в интеллектуальной сети, которая может быть достаточно сложной, имеющей большое количество различных устройств управления, трансформаторов и кольцевых схем в своем составе [1]. Неоднородность ЭЭС, приводящая к появлению сенсоров, определяется во многом схемой ЭЭС и ее параметрами, причем в принципе можно выделить такие элементы ЭЭС, изменение параметров которых в наибольшей степени влияет на величину реакции ЭЭС на возмущения. Именно с помощью этих параметров можно быстрее всего изменить свойства ЭЭС. Следовательно, наличие информации о том, какие элементы схемы служат причиной повышенной чувствительности ЭЭС к внешним возмущениям, позволяет целенаправленно улучшать свойства ЭЭС при ее развитии и учитывать эти свойства при эксплуатации. Оценить жесткость или сенсорность узлов до расчета установившегося режима можно по матрице узловых проводимостей, используя разность между собственной  $y_{ii}$  и суммой взаимных проводимостей  $y_{ij}$  для каждого  $i$ -го узла [3].

Для примера была выбрана неоднородная электроэнергетическая система из 13 узлов с 2 генераторами и 3 источниками реактивной мощности. Все нагрузки и генерации, за исключением балансирующего узла, были переведены в шунты, нагрузки имели резко неоднородные графики мощности. По двум рассчитанным режимам (с максимальной нагрузкой в сети и с минимальной) были составлены матрицы узловых проводимостей, по которым были составлены списки сенсорности, представленные в табл. I и на рис. 1.

Как видно из представленных в табл. I данных, изменение положения узлов в списке сенсорности (дрейф узлов) не произошел, следовательно, для данных уровней мощностей и данной схемы это не характерно, поэтому во всех режимах достаточно наблюдать за одними и теми же узлами.

При расчете режима были получены следующие значения напряжения в узлах, представленные в табл. II, и построен представленный на рис. 2 график отклонений напряжения по узлам от номинальных.

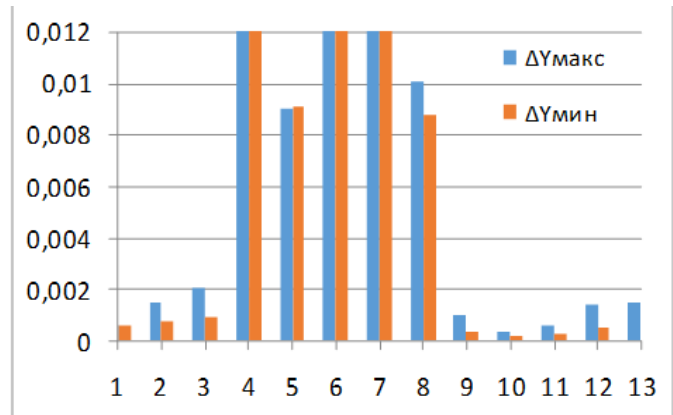


Рис. 1. Разница между собственной проводимостью и суммой взаимных проводимостей узлов в максимуме и минимуме нагрузки

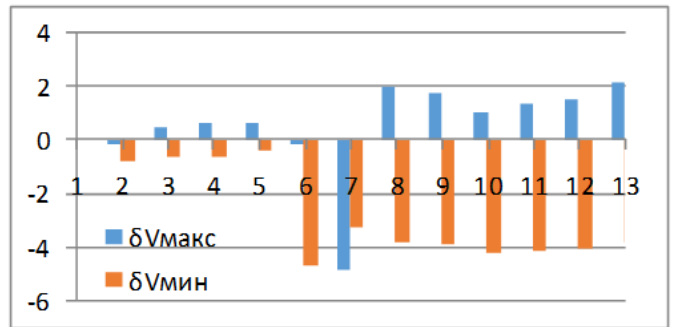


Рис. 2. Относительные отклонения напряжений от номинальных в максимуме и минимуме нагрузки

Для оценки влияния на напряжения в узлах были проведены расчеты режимов с поочередным изменением нагрузки в узлах. Полученные результаты значений отклонений от номинального напряжения приведены в табл. III.

Как видно из табл. III, наибольшие отклонения от номинальных напряжений практически во всех узлах вызывает уменьшение уровня нагрузки в узле 2 из-за того, что генерация, находящаяся в узле 2, также была снижена. Следующим таким же узлом является узел 7, в котором установлен источник реактивной мощности (ИРМ), мощность выдачи которого также была уменьшена, и далее следуют узлы с источниками реактивной мощности, а затем узлы только с нагрузкой.

Таблица II. ОТКЛОНЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЙ В УЗЛАХ

$U_{ном}, \text{кВ}$	Номер узла	Максимум нагрузки			Минимум нагрузки		
		$V, \text{кВ}$	$\Delta V, \text{кВ}$	$\delta V, \%$	$V, \text{кВ}$	$\Delta V, \text{кВ}$	$\delta V, \%$
220	1	220	0	0	220	0	0
220	2	220,45	-0,45	-0,2	221,79	-1,79	-0,81
220	3	219,04	0,96	0,44	221,43	-1,43	-0,65
220	4	218,61	1,39	0,63	221,37	-1,37	-0,62
220	5	218,51	1,49	0,68	220,93	-0,93	-0,42
110	6	110,16	-0,16	-0,15	115,17	-5,17	-4,7
10,5	7	11,01	-0,51	-4,86	10,84	-0,34	-3,24
110	8	107,83	2,17	1,97	114,21	-4,21	-3,83
110	9	108,04	1,96	1,78	114,32	-4,32	-3,93
110	10	108,82	1,18	1,07	114,64	-4,64	-4,22
110	11	108,54	1,46	1,33	114,57	-4,57	-4,15
110	12	108,33	1,67	1,52	114,49	-4,49	-4,08
110	13	107,66	2,34	2,13	114,19	-4,19	-3,81

Таблица III. ОТКЛОНЕНИЯ ЗНАЧЕНИЙ НАПРЯЖЕНИЙ В УЗЛАХ ПРИ ПООЧЕРЕДНОМ ИЗМЕНЕНИИ НАГРУЗКИ

Номер	Максимум	Номер узла, в котором был снижен уровень нагрузки											Минимум		
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		13	
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	-0,45	0,55	-1,11	-0,93	-0,53	-0,46	-0,05	-1,2	-0,71	-0,67	-0,62	-0,76	-0,76	-1,79	
3	0,96	1,89	-0,18	0,32	0,87	0,96	1,52	-0,02	0,63	0,68	0,74	0,57	0,56	-1,43	
4	1,39	2,21	0,6	0,54	1,28	1,39	2,16	0,12	0,97	1,05	1,12	0,9	0,88	-1,37	
5	1,49	2,09	0,95	0,97	1,35	1,48	1,91	0,43	1,12	1,18	1,24	1,04	1,04	-0,93	
6	-0,16	0,22	-0,52	-0,49	-0,24	0,18	0,16	-2,49	-1,06	-0,89	-0,75	-1,25	-1,16	-5,17	
7	-0,51	-0,47	-0,55	-0,55	-0,52	-0,51	-0,17	-0,57	-0,53	-0,53	-0,52	-0,53	-0,53	-0,34	
8	2,17	2,58	1,76	1,78	2,1	2,49	2,53	-1,22	1,1	1,43	1,6	1,11	1,01	-4,21	
9	1,96	2,36	1,57	1,59	1,89	2,3	2,31	-1,09	0,65	1,16	1,38	0,88	0,85	-4,32	
10	1,18	1,58	0,81	0,83	1,11	1,54	1,52	-1,56	0,05	0,33	0,6	0,11	0,12	-4,64	
11	1,46	1,86	1,09	1,11	1,39	1,81	1,8	-1,18	0,51	0,67	0,7	0,06	0,24	-4,57	
12	1,67	2,07	1,29	1,31	1,6	2,02	2,01	-1,03	0,71	0,89	0,95	0,22	0,41	-4,49	
13	2,34	2,75	1,96	1,97	2,23	2,68	2,7	-0,67	1,33	1,58	1,69	1,05	0,85	-4,19	

Изменения уровней нагрузки неизменно ведет к изменению перетоков мощностей по линиям и через трансформаторы, что может вызвать разгрузку одних линий и перегрузку других. Для проверки выполнения данных условий в режимах максимума и минимума была проведена оценка протекающих между узлами токов, а также потерь активных и реактивных мощностей, результаты которой представлены в табл. IV.

Как видно из таблицы и диаграмм, перегрузок линий не произошло и потери мощностей не увеличились.

В современных реалиях очень важным является процесс оптимизации для снижения затрат. Для данной схемы основными затратами являются затраты на возмещение потерь активной мощности, на которые в основном влияют уровни напряжений по концам ветвей. Главным фактором, изменяющим напряжения в узлах, является мощность компенсирующих устройств, установленных в узлах 3, 6 и 7. Таким образом, вместо графика зависимости затрат от уровня напряжения можно построить график зависимость потерь активной мощности от степени загрузки компенсирующих устройств (КУ). Для этого мощность компенсирующих устройств постепенно снижали с шагом в 10 %, были рассчитаны соответственные режимы и выделены потери активной

мощности в каждой ветви, а также суммарные потери, которые представлены в табл. V и на рис. 3.

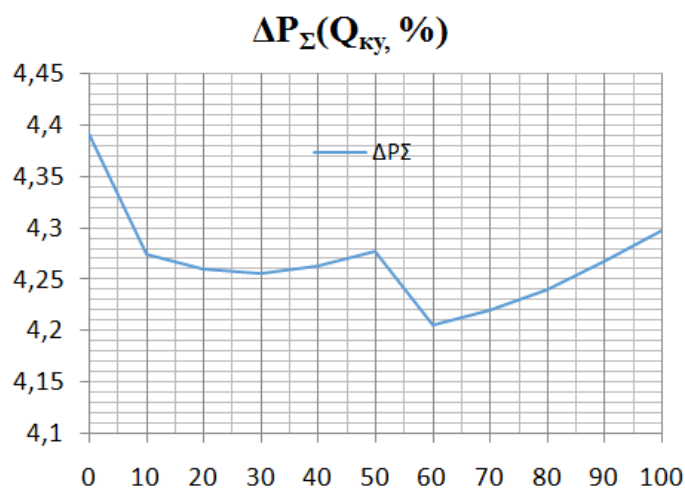


Рис. 3. Зависимость потерь активной мощности от степени загрузки источников реактивной мощности

Таблица IV. ЗНАЧЕНИЯ ПОТЕРЬ МОЩНОСТЕЙ В ВЕТВЯХ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ СТЕПЕНИ ЗАГРУЗКИ ИРМ

Мощность КУ, %	100	90	80	70	60	50	40	30	20	10	0	
Мощность КУ узла 3, Мвар	23	20,7	18,4	16,1	13,8	11,5	9,2	6,9	4,6	2,3	0	
Мощность КУ узла 6, Мвар	13	11,7	10,4	9,1	7,8	6,5	5,2	3,9	2,6	1,3	0	
Мощность КУ узла 7, Мвар	18	16,2	14,4	12,6	10,8	9	7,2	5,4	3,6	1,8	0	
N нач   N кон	$\Delta P$ , МВт											
1   2	1,192	1,179	1,165	1,152	1,141	1,139	1,132	1,124	1,118	1,114	1,126	
1   5	1,104	1,099	1,094	1,089	1,087	1,104	1,104	1,103	1,105	1,108	1,14	
2   3	0,62	0,621	0,622	0,625	0,628	0,638	0,642	0,647	0,653	0,66	0,676	
2   4	0,232	0,233	0,234	0,235	0,237	0,244	0,246	0,248	0,251	0,255	0,264	
2   5	0,03	0,03	0,029	0,029	0,029	0,031	0,03	0,03	0,03	0,03	0,032	
3   4	0,004	0,004	0,004	0,003	0,003	0,004	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	
4   5	0,223	0,221	0,219	0,217	0,216	0,216	0,215	0,215	0,215	0,215	0,218	
4   7	0,032	0,026	0,021	0,016	0,012	0,008	0,005	0,003	0,001	0	0	
4   8	0,236	0,235	0,236	0,238	0,24	0,258	0,257	0,258	0,26	0,263	0,282	
5   6	0,14	0,14	0,14	0,141	0,142	0,152	0,152	0,152	0,153	0,155	0,167	
6   10	0,127	0,126	0,125	0,124	0,123	0,125	0,123	0,122	0,121	0,121	0,123	
6   11	0,123	0,122	0,12	0,119	0,119	0,126	0,124	0,122	0,121	0,121	0,128	
6   12	0,129	0,127	0,126	0,126	0,125	0,131	0,129	0,128	0,128	0,127	0,133	
7   8	0,004	0,004	0,004	0,004	0,003	0,004	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	
8   9	0,003	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	
8   13	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,021	
9   10	0,044	0,043	0,043	0,043	0,043	0,042	0,041	0,041	0,041	0,041	0,04	
11   12	0,009	0,009	0,009	0,01	0,01	0,009	0,009	0,009	0,01	0,01	0,009	
12   13	0,027	0,027	0,028	0,028	0,027	0,025	0,026	0,026	0,026	0,026	0,024	
$\Delta P_{\Sigma}$	4,297	4,266	4,239	4,219	4,205	4,277	4,262	4,255	4,26	4,273	4,391	

Таблица V. ЗНАЧЕНИЯ ПОТЕРЬ МОЩНОСТЕЙ И ТОКОВ

Режим Ветвь	Максимум			Минимум		
	$\Delta P$	$\Delta Q$	$I_{max}$	$\Delta P$	$\Delta Q$	$I_{max}$
1 – 2	1,192	5,326	329,367	0,314	1,404	181,519
1 – 5	1,104	4,935	277,519	0,258	1,151	137,189
2 – 3	0,62	2,287	241,728	0,124	0,457	108,744
2 – 4	0,232	0,857	95,167	0,046	0,168	44,273
2 – 5	0,03	0,135	48,96	0,006	0,027	27,822
3 – 4	0,004	0,015	23,379	0	0,001	9,879
4 – 5	0,223	0,996	134,513	0,05	0,225	66,504
4 – 7	0,032	0,883	43,949	0,007	0,182	19,975
4 – 8	0,236	4,994	100,44	0,04	0,838	41,146
5 – 6	0,14	7,664	156,73	0,025	1,35	65,787
6 – 10	0,128	0,223	94,125	0,022	0,038	39,395
6 – 11	0,124	0,32	84,947	0,021	0,055	35,769
6 – 12	0,129	0,335	79,913	0,022	0,058	33,913
7 – 8	0,004	0,107	30,539	0,001	0,029	15,891
8 – 9	0,003	0,007	16,354	0,001	0,002	8,895
8 – 13	0,018	0,047	37,331	0,003	0,009	17,093
9 – 10	0,044	0,113	71,999	0,008	0,02	30,854
11 – 12	0,009	0,023	52,09	0,002	0,004	22,045
12 – 13	0,027	0,07	53,007	0,005	0,013	23,487

## II. ВЫВОДЫ

- При изменении нагрузок не произошло перегрузок линий и потери мощностей не увеличились.
- Дрейф узлов в списке не произошел, поэтому во всех режимах достаточно наблюдать за одними и теми же узлами.

- Наибольшие отклонения от номинальных напряжений практически во всех узлах вызывает уменьшение уровня нагрузки в узле 2, но и изменение нагрузки в узле 8 сильно изменяет значение напряжений в узлах.
- При проведении оптимизации режима выявлено, что мощность имеющихся компенсирующих устройств целесообразно снизить до 60 %.

## Список литературы

- [1] Анализ неоднородностей электроэнергетических систем / О.Н. Войтов, Н.И. Воропай, А.З. Гамм и др. – Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1999. – 256 с.
- [2] Анализ свойств отдельных узлов в интеллектуальной сети / Н.Ш. Чемборисова, И.В. Буков. – М.: НИУ «Московский энергетический институт».
- [3] Фролов О.В., Чемборисова Н.Ш., Мулиц Н.С. Формализованная установка устройств управления режимами в сетях мегаполисов // Электричество. – 2012. – № 5.
- [4] Гамм А.З., Голуб И.И. Сенсоры и слабые места в электроэнергетических системах. – Иркутск, 1996. 97 с.
- [5] Фарафонов В.Е. Использование «жестких» узлов для расстановки компенсирующих устройств / В.Е. Фарафонов, Н.Ш. Чемборисова // Энергосистема: управление, конкуренция, образование: 3-й Междунар. науч.-практ. конф.: в 2 т. – Екатеринбург, 2008. – Т. 2. – С. 130–133.

# Управление потоками мощности в транзитной электрической сети 110 – 220 кВ

А.К. Бухмастов<sup>1</sup>, А.М. Ершов<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Филиал АО «СО ЕЭС» Челябинское РДУ

<sup>2</sup>ФГБОУ ВО «ЮУрГУ»

Челябинск, Россия

Во многих энергосистемах существуют транзитные линии более низкого напряжения (например, 110 – 220 кВ), шунтируемые линиями высшего напряжения (например, 500 кВ), что, зачастую, в ремонтных и аварийных режимах может приводить к перегрузу линий более низкого напряжения и, как следствие, либо необходимости деления сети низкого напряжения, либо ограничению перетока в сечении, включающего линии высшего напряжения. Одним из эффективных способов управления потоками мощности в транзитной электрической сети является создание гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока (FACTS), в частности с применением фазоворотных устройств (ФПУ) с тиристорным управлением.

На примере сети ОЗ Челябинского РДУ смоделировано использование ФПУ с тиристорным управлением для ограничения транзитных перетоков в сети 110 – 220 кВ, шунтируемой сетью 500 кВ.

Применение ФПУ с тиристорным управлением эффективно решает не только проблему ограничения перегрузки линий более низкого напряжения, что повышает надежность электроснабжения энергорайонов, но и повышает пропускную способность электропередачи в целом, снижает потери мощности в электрической сети, позволяет полностью или частично снимать ограничения на выдачу мощности станций.

*Ключевые слова:* продольно-поперечное регулирование, фазоворотные устройства, тиристорное управление, гибкие линии, FACTS.

## Controlling the power flows in transit electrical networks 110 – 220 kV

A.K. Bukhmastov<sup>1</sup>, A.M. Ershov<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Chelyabinsk RDO, «SO UPS»

<sup>2</sup>South Ural State University

Chelyabinsk, Russian Federation

Many energy systems have transit electrical networks of lower voltage, shunted by lines of higher voltage, that frequently can lead to overload of electrical networks of lower voltage in different postfault and repair regimes and as a consequence either the need for dividing the low voltage network, or restricting the power flow in the cross section including a high voltage line. One effective way of controlling the power flows in transit electrical networks is creating flexible (controllable) alternating current transmission system (FACTS) and using thyristor-controlled phase-shifting arrangements (PSAs).

The application of the thyristor-controlled PSAs for limiting transit power flows of the power lines 110-220kV, shunted by lines 500kV was modeled on the example of grid of Chelyabinsk RDO.

The application of the thyristor-controlled PSAs not only solves the problem of restricting the overload of electrical networks of lower voltage, shunted by lines of higher voltage, but also increases the ac power-transfer capability in total, reduces the losses of power and electric energy in electrical networks, allows to completely or partially remove of restrictions on the issuance of the power plants.

*Keywords:* longitudinal-cross regulation, phase-shifting arrangements, thyristor control, FACTS, Smart Grid.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Переход энергетики РФ к рыночной модели предъявляет ко всем её субъектам новые требования. Важно не только обеспечить качество и надежность электроснабжения потребителей, но и обеспечить потребителям наилучшую возможную цену на электроэнергию.

В общем случае структура цены на электроэнергию состоит из: стоимости генерации, услуг по передаче электроэнергии, сбытовой надбавки и инфраструктурных услуг. Более 90 % составляет цена генерации и услуг по передаче электроэнергии.

Что касается генерации, то с введением новых правил ВСВГО рыночные механизмы работают достаточно эффективно в плане прозрачности и «рыночности» правил



для генерирующих компаний. Но сдерживающим фактором в снижении цен на электроэнергию во многом служит «недоразвитость» сетевой инфраструктуры:

- из-за сетевых ограничений зачастую приходится ограничивать выдачу мощности достаточно эффективных генераторов и загружать менее эффективные, увеличивая стоимость генерации;

- из-за отсутствия механизмов, стимулирующих электросетевые компании (ЭСК) к снижению технологических потерь, ЭСК не заинтересованы в инвестициях, снижающих потери в сетях;

- в связи с особенностями тарифообразования далеко не всегда тариф на передачу электроэнергии пропорционален потерям в электрических сетях, а соответственно в некоторых случаях необходимо перераспределение потоков активной мощности по более экономически целесообразным маршрутам.

## II. ФАЗОВОПОВОРОТНЫЕ УСТРОЙСТВА

Одним из эффективных способов решения вопросов роста пропускной способности электрических сетей, снижения транспортных потерь активной мощности, перераспределения потоков активной мощности, а также повышения устойчивости и надежности энергосистем в ЕНЭС России является создание гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока (FACTS). А одним из наиболее эффективных способов организации FACTS является применение фазоворотных устройств (ФПУ), в том числе с тиристорным управлением.

В состав ФПУ входят: серийный трансформатор (вторичная обмотка которого включена в расщепку линии), шунтовый трансформатор (первичная обмотка которого подключена к шинам входного напряжения) и коммутатор, который определенным образом подключает вторичные обмотки шунтового трансформатора к первичным обмоткам серийного трансформатора. На рис. 1 представлена структурная схема ФПУ.

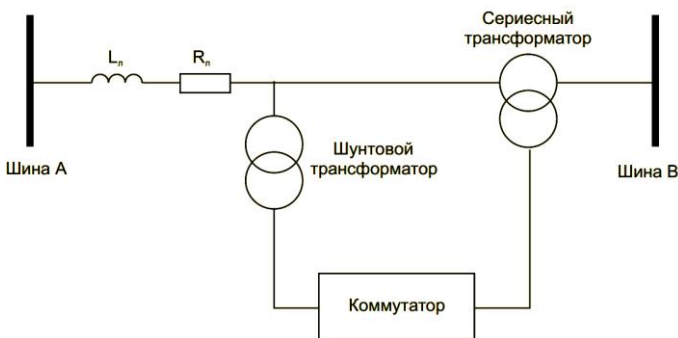


Рис. 1. Структурная схема ФПУ

ФПУ позволяют управлять потоками мощности по электрическим сетям с разной структурой и могут быть применены для:

- направленного перераспределения потоков мощности в сложных замкнутых электрических сетях между энергосистемами;

- повышения пропускной способности электропередач переменного тока;

- ограничения перегрузки электрических сетей более низкого напряжения, шунтированных линиями высшего напряжения;

- снижения потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;

- снятия ограничений на выдачу мощности электростанций в различных послеаварийных и ремонтных режимах и расширения возможного диапазона выдачи мощности в нормальных режимах.

## III. ПРИМЕНЕНИЕ ФПУ

В настоящее время для решения указанных задач в электрических сетях за рубежом все большее применение находят ФПУ на основе фазоворотных трансформаторов (ФПТ) с механическими устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) [3, 4]. Как известно по зарубежным данным, все зарубежные ФПУ, выполненные на основе ФПТ с механическими устройствами РПН, не обладают достаточным быстродействием управления, поскольку переключение только одной ступени регулирования занимает до 5,4 с. Количество переключаемых ступеней в ФПТ может достигать 16 и более, причем переключение на нужную ступень регулирования производится последовательно (с прохождением всех промежуточных ступеней), поэтому переход на нужную ступень регулирования может составить несколько десятков секунд. Кроме того, по данным зарубежных источников, в трансформаторах с РПН до 40 % аварийных повреждений происходит по вине устройств с механическими переключателями.

ФПУ с тиристорным управлением обладает гораздо более высоким быстродействием – не более 20 мс, т.е. за один период промышленной частоты сети переключение с любого угла регулирования на любой другой угол производится за один шаг, что позволяет сразу после аварийного отключения линий электропередачи вследствие короткого замыкания на ней (т.е. через десятки или даже сотни доли секунды) произвести необходимое переключение ступеней регулирования и тем самым повысить динамическую устойчивость работы энергосистемы на 10 – 30 %. При этом снижаются уровни токов коммутации и механических воздействий на генераторы.

В настоящее время в электрических сетях России отсутствуют работающие ФПУ как на основе фазоворотных трансформаторов, так и с тиристорным управлением. Из результатов выполненных ОАО «ЭНИН» исследований известно несколько способов формирования и регулирования вольтодобавочного напряжения ФПУ с тиристорным управлением [2].

Для формирования фазового сдвига, не превышающего 20 эл. град., обычно применяется поперечный способ регулирования напряжения, который иллюстрируется векторной диаграммой (рис. 2, а). При больших углах регулирования поперечный способ приводит к недопустимым повышениям напряжения. Например, для угла 30 эл. град. коэффициент перенапряжения равен 1,15. В этом случае дополнительно вводят регулирование продольной составляющей (рис. 2, б), вследствие чего данный способ получил название продольно-поперечного регулирования.

Наиболее перспективной схемой, реализующей продольно-поперечное регулирование выходного напряжения ФПУ и обеспечивающей рабочее напряжение ВЛ, не пре-

вышающее допустимого значения наибольшего рабочего напряжения для ВЛ с номинальным напряжением 220 кВ при углах фазового сдвига более  $20^\circ$ , является схема ФПУ с питанием первичной обмотки шунтового трансформатора от средней точки вторичной обмотки сериесного трансформатора [1].

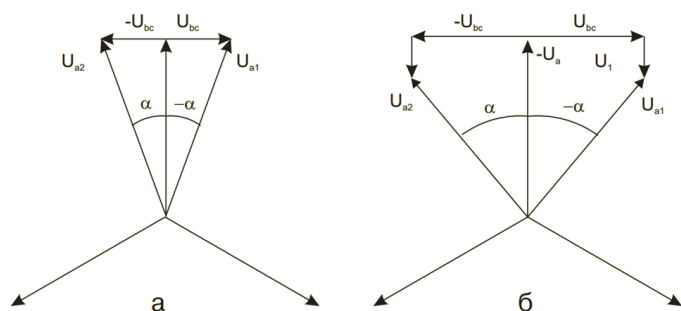


Рис. 2. Векторные диаграммы напряжений при поперечном (а) и продольно-поперечном (б) регулировании фазового сдвига

Функциональная схема ФПУ с питанием первичной обмотки шунтового трансформатора от средней точки вторичной обмотки сериесного трансформатора для продольно-поперечного регулирования выходного напряжения при изменении угла фазового сдвига в пределах  $\pm 20^\circ$  и более представлена на рис. 4. Первичные фазные обмотки шунтового трансформатора ФПУ Т1, соединенные в звезду, подключаются в определенной последовательности к средним точкам вторичных обмоток сериесного трансформатора Т2, которые включены в рассечку линий соответствующих фаз электропередачи. Так, вывод  $A_1$  первичной обмотки фазы А подключен к средней точке  $b_0$  вторичной обмотки сериесного трансформатора  $b_2 - y_2$ , вывод  $B_1$  первичной обмотки фазы В подключен к средней точке  $c_0$  вторичной обмотки сериесного трансформатора  $c_2 - z_2$ , вывод  $C_1$  первичной обмотки фазы С подключен к средней точке  $a_0$  вторичной обмотки сериесного трансформатора  $a_2 - x_2$ . Нейтраль первичных обмоток шунтового трансформатора, как и в случае только поперечного регулирования, заземлена.

Вторичная обмотка каждой фазы шунтового трансформатора Т1 выполняется в виде  $N$  гальванически развязанных секций, причем все  $N$  секции вторичной обмотки трансформатора Т1 имеют разные коэффициенты трансформации и разное число витков. При этом отношение числа витков  $W_1 : W_2 : W_3 : \dots : W_N$  секций каждой фазы вторичной обмотки трансформатора Т1 должно соответствовать выражению  $2^{N-1}$  или  $3^{N-1}$ , где  $N$  – порядковый номер секции ( $N = 1, 2, 3, \dots, N$ ). При указанном соотношении числа витков секций вторичной обмотки трансформатора Т1 обеспечивается дискретно-непрерывное изменение угла фазового сдвига и вольтодобавочного напряжения ФПУ. Соотношение числа витков секций вторичной обмотки трансформатора Т1, например  $W_1 : W_2 : W_3 : W_4 = 1 : 2 : 4 : 8$  или  $W_1 : W_2 : W_3 = 1 : 3 : 9$ , может быть выбрано из условия обеспечения заданного дискретного изменения угла фазового сдвига. При  $N = 4$  и соотношении числа витков  $1 : 2 : 4 : 8$  секций вторичной фазной обмотки обеспечивается 16 ступеней регулирования угла фазового сдвига.

#### IV. МОДЕЛИРОВАНИЕ И ПРИМЕНЕНИЕ ФПУ В ЧЕЛЯБИНСКОМ ЭНЕРГОУЗЛЕ.

В качестве примера на рис. 3 схематично представлен участок развитой сети, характерный по классам напряжения входящих линий для сети на территории Челябинской области. Участок имеет три слоя. Первый, нижний, слой сети образуют  $i$  шунтирующих друг друга линий 110 кВ, условно изображенных на рисунке линиями с узлами с 12 по 28. Второй, средний, слой образуют  $k$  линий 220 кВ, также изображенных линиями с узлами с 2 по 11. Третий, верхний, слой состоит из трех линий 500 кВ в виде замкнутого треугольника  $1 - 2 - 0$ . Стрелками показаны отходящие тупиковые линии 110 – 220 кВ, линии к другим трассам электропередачи и местные нагрузки.

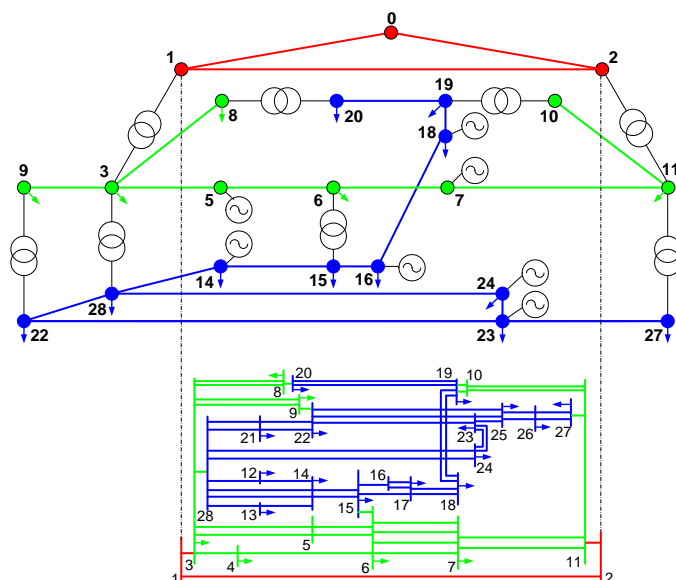


Рис. 3. Выделение территории трассы потока между подстанциями 1 и 2 применительно к трехслойной сети

К узлу 0 подключены мощные генераторы Рефтинской ГРЭС, а также через него передается транзитная мощность с Тюменских электростанций. Сеть 500 кВ посредством автотрансформаторов 500/220 кВ, а также автотрансформаторов 220/110 связана с сетями 220 и 110 кВ. В вертикальных контурах автотрансформаторные ветви образуют «перекрестки» с сетями 500, 220 и 110 кВ.

В электропередаче энергии между подстанциями линий верхнего слоя, помимо линий верхнего слоя, участвуют линии нижних слоев сети – линии 220 и 110 кВ. Под воздействием вектора напряжения между узлами 1 и 2 в нижних слоях сети естественным путем образуются трассы потоков между смежными подстанциями сети верхнего слоя. Трассы охватывают те линии нижних слоев, в которые ответвляются потоки от верхних линий – линий 500 кВ. Для линий слоев 220 и 110 кВ эти потоки являются транзитными.

К трассе следует относить те линии, в которых проходит основная часть указанных потоков. Удаленные линии приходится отбрасывать, вынужденно ограничивая



расчетную схему. Главная линия трассы практически совпадает с линией верхнего уровня. Эта линия, как правило, шунтируется другими линиями сети 500 кВ, направленными в другие регионы. На рис. 3 шунтирующей линией верхнего уровня является линия 1-0-2, образующая на участках 1-0 и 0-2 свои трассы потоков. На рис. 3 эти

трассы не отражены. Часть линий 220 и 110 кВ, отнесенных к трассе 1-2, оказывается в зонах трасс 1-0 и 0-2. Таким образом, в случае многоконтурной сети верхнего слоя по одной и той же группе линий нижних слоев проходит несколько трасс.

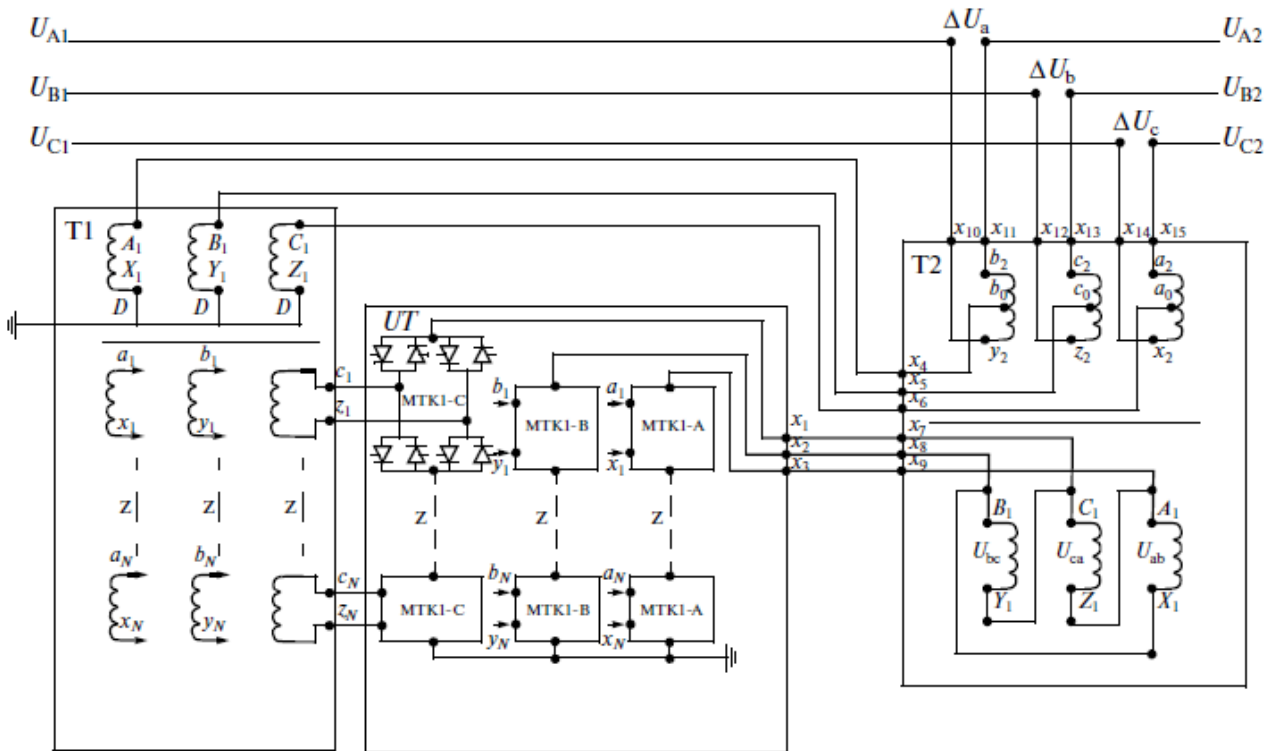


Рис. 4. Функциональная схема ФПУ с тиристорным управлением для продольно-поперечного регулирования и  $N$  секций вторичной обмотки шунтового трансформатора

Транзитные потери определяются транзитом электроэнергии в первом и втором слоях при перетоках по линиям верхнего слоя – линии 500 кВ 1-2, а также шунтирующим линиям 1-0-2 (см. рис. 3). Транзитные потоки, представляющие собой нежелательные межсистемные перетоки в среднем и нижнем слоях сети, можно исключить (теоретически), если многократно увеличить число линий 500 кВ между подстанциями 1 и 2, не увеличивая целевой переток между ними. Реальным способом достаточного снижения транзитных потоков до оптимальных величин является продольно-поперечное регулирование, в том числе с помощью ФПУ с тиристорным управлением, принципы работы которых были описаны выше.

Для исследования технического эффекта от применения ФПУ проведен расчёт установившегося режима электрической сети для различных схемно-режимных ситуаций. Для решения этих задач использовался программный комплекс RastrWin.

## V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

С помощью предложенной схемы ФПУ с тиристорным управлением возможно управлять перетоками мощности за счёт её перераспределения в транзитной электрической сети. Быстродействующие ФПУ с тиристорным управлением обеспечивают безинерционное регулирование потоков активной мощности в распределительных сетях. ФПУ способны ликвидировать токовые перегрузки тран-

зитных ЛЭП в ремонтных и аварийных режимах. Появляется возможность более широкого использования характеристик ЛЭП и трансформаторов, а также дальнейшего увеличения нагрузок узла за счет использования запасов мощности незагруженных линий, увеличивается надежность электроснабжения потребителей.

## Список литературы

- [1] Пат. на п. м. № 106060 РФ, МПК Н 03 Н 7/18. Фазоповоротное устройство / В.П. Жмуров, В.Н. Стельмаков, А.Н. Тарасов, Б.И. Гринштейн. – Оpubл. 27.06.2011, Бюл. № 8. – 15 с.
- [2] Жмуров В.П. Применение фазоповоротных устройств с тиристорным управлением как элемента управляемых (гибких) линий электропередачи переменного тока / В.П. Жмуров, В.Н. Стельмаков, А.Н. Тарасов. – Электротехника. – 2014. – № 1. – С. 1–11.
- [3] Hurler P., Riboud J.C., Margoloff J., Tanguy A. French experience in phase-shifting transformers. – CIGRE 2006, A2204.
- [4] Carlini E.V., Manduzio G., Bonmann D. Power flow control on the Italian network by means of phase-shifting transformers // CIGRE 2006. A2206.
- [5] Батраков Р.В. Ликвидация токовых перегрузок в транзитной электрической сети с помощью управляемых трансформаторов / Р.В. Батраков // Электроэнергетика глазами молодежи: 3-я Междунар. молодеж. науч.-техн. конф. – Екатеринбург: УрФУ, 2012. – Т. 1. – С. 433–438. Инновации и развитие. – М.: ОАО «Россети», 2014. – 93 с.

# Усовершенствование известных методик определения уровня потерь мощности в сложноразветвленных городских распределительных сетях напряжением 6(10) кВ

И.М. Валеев, Т.А. Мусаев  
ФГБОУ ВО КГЭУ, филиал ОАО «СК» КЭС  
Казань, РФ  
musaevkgeu@rambler.ru

В силу ряда особенностей городские распределительные сети напряжением 6(10) кВ работают в разомкнутом режиме, т.е. имеется точка деления (ТДС). Снижение уровня потерь мощности возможно, в том числе, путем улучшения режима работы сети. В свою очередь, улучшение режима работы связано с управлением системой электроснабжения. Оперативный руководитель, осуществляющий управление режимом работы сети, обязан обеспечивать качественное и надежное электроснабжение потребителей. Управление режимом работы включает в себя выбор и поддержание ТДС. При современных подходах к выбору месторасположения ТДС в первую очередь решаются вопросы обеспечения надежности электроснабжения потребителей, вопросы обеспечения эффективного режима работы сети рассматриваются частично. Таким образом, в целях улучшения режима работы городской распределительной сети предлагается учитывать факторы экономичного электроснабжения при выборе месторасположения ТДС.

Использованы известные методы математического описания режимов работы электрических сетей, общеизвестные законы электротехники, матричные методы вычисления параметров и показателей режима работы электрической сети в программной среде Mathcad, программная среда Visual Basic Application (vba).

Разработаны топологические приемы, позволяющие выделить ограниченный участок из полной схемы электроснабжения. Усовершенствованы известные методики определения уровня потерь мощности и определения точки потокораздела. Разработано программное обеспечение для автоматического определения точки потокораздела.

Результаты исследования могут быть применены электросетевыми предприятиями, в эксплуатации которых находятся сложноразветвленные городские распределительные сети напряжением 6(10) кВ.

*Ключевые слова: городская распределительная сеть, методика расчета потерь мощности, усовершенствование.*

## Improvement of techniques for determining the level of power losses in distribution urban networks voltage of 6(10) kV

Ilgiz Valeev, Timur Musaev

Federal state educational institution of higher professional education Kazan State Power Engineering University, Branch of Open Joint Stock Company «Setevaya kompania» Kazan electrical networks  
Kazan, Russia  
musaevkgeu@rambler.ru

Owing to a number of features city distributive networks work in the opened mode, there is a point of division (TDS). Decrease in level of losses of power is possible, including, by improvement of an operating mode of a network. In turn, improvement of an operating mode is connected with management of power supply of system. The quick head exercising control of a network operating mode is obliged to provide high-quality and reliable power supply of consumers. Management of an operating mode includes the choice and maintenance of TDS. At modern approaches to the choice of a location of TDS first of all issues of ensuring reliability of power supply of consumers are resolved, questions of providing an effective operating mode of a network are considered partially. Thus, for improvement of an operating mode of a city distributive network, it is offered to consider factors of economic power supply at the choice of a location of TDS.

The known methods of the mathematical description of operating modes of electric networks, well-known laws of electrical equipment, matrix methods of calculation of parameters and indicators of an operating mode of an electric network in the program Mathcad environment, the program Visual Basic Application environment (vba) are used.

The topological receptions allowing to allocate a limited site from the full scheme of power supply are developed. The known techniques of determination of level of losses of power and definition of a point of a potokorazdel are improved. The software is developed for automatic detection of a point of a potokorazdel.

Results of research can be applied by the enterprises in which operation there are city distributive networks of 6(10) kV

*Keywords: distribution urban networks, the method of calculating the power losses, improvement.*

## 1. ВВЕДЕНИЕ

В связи с принятием закона от 13.07.2015 № 261 – ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» для сетевых предприятий, эксплуатирующих системы электроснабжения, задача эффективного и качественного обеспечения электроэнергией становится приоритетной. Выделяют следующие мероприятия по снижению уровня потерь [1, 2]: выбор и оптимизация режимов работы электрических сетей, выбор схем подстанций и разработка требований надежности электроснабжения потребителей, совершенствование систем коммерческого учета электроэнергии, снижение уровня хищения электроэнергии.

Ввиду неоднородности линий электропередач (ЛЭП) в распределительных сетях имеется точка деления (ТДС). Улучшение режима работы связано с управлением режимом работы системы. Оперативный руководитель обязан обеспечивать качественное и надежное электроснабжение. Управление режимом работы включает в себя выбор и поддержание ТДС, при этом в первую очередь решаются вопросы обеспечения надежного электроснабжения потребителей. В целях улучшения режима работы распределительной сети предлагается учитывать факторы экономического электроснабжения при выборе ТДС.

Недостатки современных методик обусловлены большим количеством узлов и ветвей в действующей схеме, сложностью взаимосвязи ветвей схемы. Для устранения указанных недостатков осуществлена разработка следующего алгоритма: а) выделение ограниченного участка из полной схемы электроснабжения (ЭСН) города; б) определение точки потококораздела для выделенного участка; в) разбиение выделенного участка на 2 части, соответствующие исходному месторасположению ТДС; г) расчет уровней узлового напряжения; д) расчет потокораспределения мощностей и вычисление уровня потерь мощности с учетом уровня узлового напряжения, соответствующего расположению точки размыкания; е) поочередный перенос точки размыкания в узлы системы; ж) сравнительный анализ полученных результатов и рекомендации по переносу места размыкания сети.

Для практического применения алгоритма из схемы ЭСН одного из районов электрических сетей выделен ограниченный участок (рис. 1).

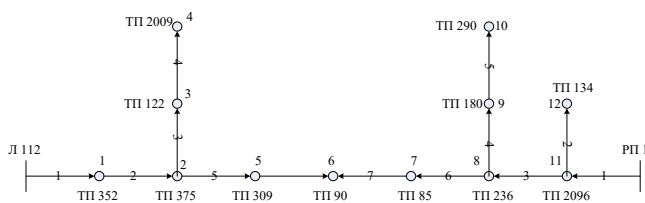


Рис. 1. Выделенный участок

Согласно следующему шагу алгоритма, вычисляется точка потококораздела.

Характерной особенностью городской распределительной сети является большое количество узлов и ветвей системы, а значит, большое количество слагаемых в сумме (1).

Для упрощения процедуры нахождения перетока мощности начального участка необходимо проанализировать формулу

$$\sum_{i,j=1}^n S_{ij} \cdot R_{ij} = 0. \quad (1)$$

Запишем уравнение (1) в следующем виде:

$$S_{ij} \cdot R_{ij} + (S_{ij} - S_j) \cdot R_{i+1,j+1} + (S_{ij} - S_j - S_{j+1}) \cdot R_{i+2,j+2} + \dots + \dots = 0, \quad (2)$$

где  $S_{ij}$  – переток мощности участка, МВА;  $R_{ij}$  – сопротивление участка, Ом.

Раскрывая скобки и перенося известные слагаемые (значения узловых мощностей и сопротивления ветвей), получим:

$$S_{ij} \cdot R_{ij} + S_{ij} \cdot R_{i+1,j+1} + S_{ij} \cdot R_{i+2,j+2} \dots + \dots = S_j \cdot R_{i+1,j+1} + S_j \cdot R_{i+2,j+2} + S_{j+1} \cdot R_{i+2,j+2} \dots \quad (3)$$

Таким образом, приводя формулу в сокращенный вид и используя полное значение мощности  $z$ , получаем:

$$S_{ij} = \frac{\sum_{i,j=1}^n S_j \cdot \sum_{i,j=2}^k z_{i,j}}{\sum_{i,j=i+1}^k z_{i,j}}, \quad (4)$$

где  $n$  – число узлов в схеме;  $k$  – число ветвей в схеме.

## II. УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ИЗВЕСТНЫХ МЕТОДИК

Анализ (4) показывает, что формула является сложной в формировании, содержит большое количество слагаемых. Для упрощения предлагается ввести дополнительные коэффициенты.

Представим процесс расчета точки потококораздела в виде последовательности этапов:

1.1. Запишем уравнение для определения потока мощности начального участка  $S_{н.у}$ , кВА, в виде:

$$S_{н.у} = \frac{\sum_{i=1, j=i+1}^n S_{yi} \cdot z_i}{\sum_{i=1, j=i+1}^k z_{i-j}}, \quad (5)$$

$S_{yi}$  – столбец узловых мощностей, кВА;  $Z$  – дополнительно введенный коэффициент – столбец суммарных сопротивлений, Ом;  $z_{i-j}$  – столбец сопротивлений ветвей, Ом;  $i, j$  – номер узла.

Для упрощения расчетной части вводится дополнительный столбец  $Z$ , который определяется как

$$Z = t \cdot v, \quad (6)$$

где  $t$  – матрица взаимосвязи сопротивлений и ветвей, данная матрица квадратная и имеет размерность  $(n - 1) \times (n - 1)$ , где  $n$  – число узлов, по главной диагонали матрицы и выше располагаются единицы, ниже главной диа-

гонали располагаются нули;  $\nu$  – столбец сопротивлений ветвей, Ом.

1.2. Необходимо упрощение рассматриваемой схемы и приведение ее к стандартной с односторонним питанием (рис. 2).

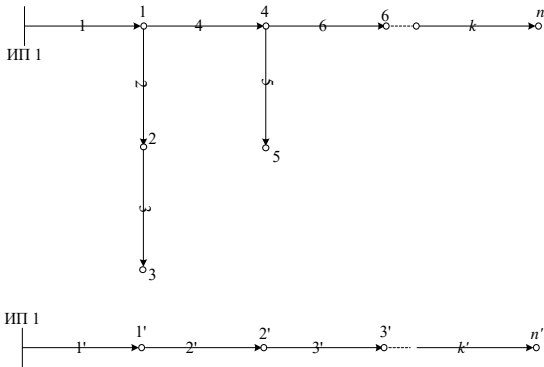


Рис. 2. Преобразование исходной схемы в стандартную с односторонним питанием ( $n$  – число узлов выделенного участка,  $k$  – число ветвей участка,  $n'$  – число узлов после преобразования схемы,  $k'$  – число ветвей после преобразования)

Упрощение схемы заключается в преобразовании типовых ветвей, это достигается путем суммирования соответствующих узловых мощностей:

$$S_{y_1} = S_1 + S_2 + S_3; \quad (7)$$

$$S_{y_2} = S_4 + S_5, \quad (8)$$

и т.д.

В преобразованной схеме изменяется количество узлов и ветвей, поэтому все обозначения, относящиеся к преобразованной схеме, обозначаются знаком ( $n'$ ).

1.3. Вычисление потоков мощности остальных участков исходя из известного значения потока мощности начального участка  $S_{н,у}$  и узловых мощностей  $S_y$ :

$$S_{i-j} = S_{i-1,j-1} - S_y, \quad i = 1..k, \quad j = i + 1. \quad (9)$$

1.4. Переток меньше нуля, т.е.  $S_{i-j} < 0$ , означает, что узел  $i$  является точкой потокоораздела мощности.

Согласно следующему пункту алгоритма, участок (рис. 3) делится на две части, соответствующие ТДС, данный прием позволяет упростить расчетную часть.

Далее производится вычисление уровней узловых напряжений для данного месторасположения ТДС.

Известные методики вычисления потерь мощности [1, 3] рекомендуют проводить предварительный расчет точки потокоораздела, за которым следует расчет потоков мощности по ветвям системы. Известно, что потокооразделение мощности определяется значениями узловых мощностей.

Введем дополнительный коэффициент – «матрицу связи узловых мощностей и перетоков мощности в системе» –  $T$ . Строки этой матрицы соответствуют ветвям, столбцы – узлам рассматриваемого участка.

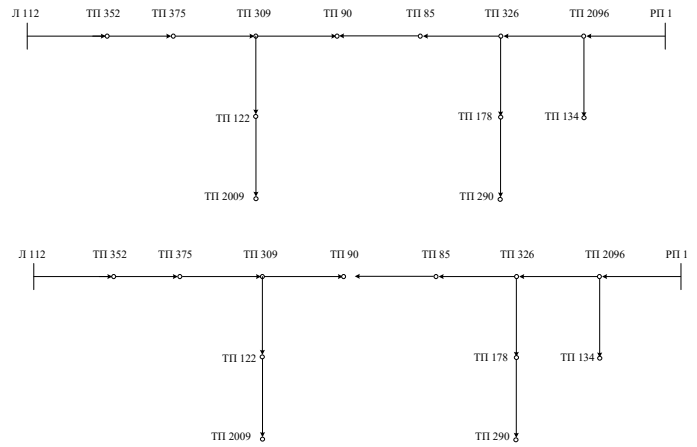


Рис. 3. Разбиение участка на две независимые части

Заполнение матрицы  $T$  осуществляется по следующим правилам: если поток мощности соответствующей ветви питает рассматриваемый узел системы, то элемент матрицы равен единице, если узел не получает питание от соответствующей ветви, в матрицу заносится ноль:

$$S_B = T \cdot S_y, \quad (10)$$

где  $S_B$  – перетоки мощности по ветвям системы, кВА;  $T$  – матрица связи узловых мощностей и перетоков мощности;  $S_y$  – значения узловых мощностей, кВА.

Далее проводится расчет уровня потерь мощности по выделенным участкам сети, согласно принятой методике при расчете потерь мощности учитываются уровни узлового напряжения сети:

$$\Delta P = \sum_{i,j=1}^n \frac{S_{i,j}^2}{U_i^2} \cdot R_{i,j}. \quad (11)$$

Суммарные потери мощности получаем, складывая потери по участкам сети:

$$\Delta P = \Delta P_1 + \Delta P_2, \quad (16)$$

$\Delta P_1$  – значение потерь мощности на первом участке, кВт;  $\Delta P_2$  – значение потерь мощности на втором участке, кВт.

Далее проводится перенос точки деления в смежные узлы и расчет параметров режима работы и уровня потерь при вновь заданной точке.

### III. ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

В результате проведенных расчетов получаем значение уровня потерь мощности при изменении ТДС (таблица), а также график зависимости изменения уровня узлового напряжения от месторасположения ТДС (рис. 4).

ЗНАЧЕНИЯ УРОВНЯ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ ПРИ ПЕРЕНОСЕ ТДС

Месторасположение ТДС	Узел № 6 – исходный разрыв	Узел № 5 – точка А	Узел № 6 – точка В	Узел № 7 – точка С
Потери мощности $\Delta P$ , кВт	23,71	30,86	19,12	17,32

Наименьшие потери обеспечиваются при переносе ТДС в узел № 7 (точка потокораздела).

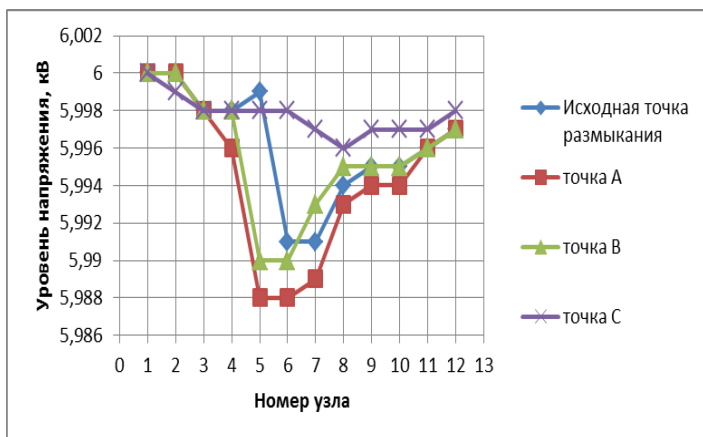


Рис. 4. График зависимости уровня узлового напряжения от месторасположения ТДС

#### IV. ВЫВОДЫ

В рамках исследования проведен анализ современных подходов к проблеме снижения уровня потерь мощности в городской распределительной сети напряжением 6(10) кВ, предложены коэффициенты, позволяющие усовершенствовать известные методы и упростить их применение по отношению к действующей сети, разработаны алгоритм и методика определения уровня потерь мощности городской распределительной сети напряжением 6(10) кВ.

#### Список литературы

- [1] Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – М.: КНОРУС, 2012. – 648 с.
- [2] Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко. – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.
- [3] Лыкин А.В. Электрические системы и сети / А.В. Лыкин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2002 – 248 с.

# Сравнительная эффективность методов расчета показателей балансовой надежности энергосистем

Р.Т. Валиев<sup>1</sup>, В.П. Обоскалов<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Уральский федеральный университет, <sup>2</sup>ФГБУН «Институт теплофизики УрО РАН»  
Екатеринбург, Россия  
Rust-1202@yandex.ru

Постепенное распространение задачи расчета показателей балансовой надежности (ПБН) электроэнергетических систем (ЭЭС) из сферы перспективных в область текущих расчетов (планирование и распределение оперативного и коммерческого резервов мощности) требует увеличения скорости получения решения при сохранении точности расчетов. В настоящее время основным методом расчета ПБН является метод статистического моделирования (МСМ) с известным его недостатком – неприемлемая для оперативных расчетов длительность расчетов. Предлагаемые аналитические методы (АМ) основаны на большом числе допущений и ограничений. Для оценки эффективности АМ требуются сопоставительные расчеты тестовых схем. В экспериментальной части при сравнении с МСМ из АМ основное внимание уделено алгоритму обеспеченного спроса и его модификациям. В качестве инструментария моделирования применялось программное обеспечение, написанное на языках программирования C# и VBA. Исследована эффективность аналитических методов в их сравнении с МСМ при расчетах ПБН ЭЭС. Сформулированы рекомендации по комбинированному использованию АМ и МСМ. Представленные результаты позволяют выбрать наиболее эффективный для заданных условий метод расчета ПБН.

*Ключевые слова:* показатели балансовой надежности, нормальный закон распределения, метод статистического моделирования, алгоритм обеспеченного спроса.

## Efficiency comparison of methods for calculating generation adequacy indices

R.T. Valiev<sup>1</sup>, V.P. Oboskalov<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Ural Federal University, <sup>2</sup>ITP of the Ural Branch of the Russian Academy of Science  
Yekaterinburg, Russian Federation  
Rust-1202@yandex.ru

Calculating generation adequacy indices (GAI) is performed not only for planning problems but also for on-line computation. Practically, main mathematical method for calculating GAI of electrical grid with complex structure is Monte-Carlo simulation (MCS). It can provide sufficiently accurate results, but the computation is time-consuming for large systems. On-line computation needs an accurate method with less computation time. For that reason, analytical methods for calculating GAI have been proposed. Most of the proposed analytical methods include a lot of constraints and suppositions in calculating GAI. Contrastive analysis of test calculations results is required for analytical methods efficiency estimation. Test results have been obtained by means of MCS and analytical calculations with supplied demand algorithm. Analyzed methods have implemented by the C# and VBA programming language. Input data for methods includes generation mix data, generation and load probability indices. The comparison of supplied demand algorithm and MCS in calculating GAI has been made. Guidelines for combined using of analyzed methods have been formulated. Investigation results allow to select proper method for calculating GAI.

*Keywords:* generation adequacy indices, normal distribution, mathematical modeling method, supplied demand algorithm.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Одним из направлений теории надежности электроэнергетических систем (ЭЭС) является балансовая надежность (БН) – свойство ЭЭС и ее территориальных частей иметь достаточную обеспеченность производственными мощностями генерации (с учетом сетевых возможностей взаиморезервирования энергоисточников) и первичными энергоресурсами для удовлетворения спроса потребителей в электрической энергии. Она характеризует адекватность подсистемы генерации ЭЭС с учетом сетевых возможностей взаиморезервирования генерирующих источников и обеспеченности первичными энергоресурсами.

БН связана с анализом и распределением дефицита мощности и/или энергии при отказах генерирующего оборудования, с ограничением или отключением потребителей и/или снижением качества электроэнергии вследствие снижения частоты при превышении нагрузкой располагаемой мощности ЭЭС. Одним из результатов анализа БН является определение необходимых резервов генерирующей мощности и повышение пропускных способностей межсистемных связей.

Развитие рыночных механизмов в электроэнергетике во всем мире привели к существенному снижению располагаемого резерва мощности в ЭЭС. Недостаточность резервной мощности приводит к повышению цены электро-

энергии в часы пиковых нагрузок и к снижению надежности функционирования ОЭС в целом [1]. Адекватные расчеты ПБН позволяют более точно определить стоимость резерва генерирующей мощности, упорядочить платежные балансы, оптимизировать инвестиционные потоки и повысить эффективность функционирования ЭЭС в целом.

В математическом аспекте основной задачей БН является определение вероятностных характеристик (функции распределения (ФР), частоты, математического ожидания, дисперсии и др.) дефицита мощности и энергии отдельных концентрированных ЭЭС, работающих в составе объединенных энергосистем (ОЭС) с ограниченной пропускной способностью (ПС) межсистемных связей (МСС). На основании результирующих ФР можно вычислить ожидаемый ущерб от недоотпуска электроэнергии, а следовательно, и решить, например, задачу об эффективности инвестиций на развитие ЭЭС.

Задачи оценки показателей балансовой надежности ЭЭС и средств ее обеспечения – резервов мощности территориальных зон и запасов пропускной способности связей между ними – всегда были востребованы при разработке вариантов перспективного развития электроэнергетических объектов.

Основным математическим методом при расчете БН сложных ЭЭС в настоящее время стабильно является метод статистического моделирования (МСМ) [2], поскольку именно он при достаточно большой статистической выборке гарантирует получение приемлемой точности при достаточно широком спектре реально существующих технологических ограничений.

В последнее время в математических алгоритмах БН тренд делается в сторону аналитических методов. Это объясняется, прежде всего, тем, что задача БН постепенно распространяется из сферы перспективных в область текущих расчетов.

Одним из аналитических решений задачи БН является алгоритм обеспеченного спроса (АОС) [3], суть которого заключается в том, что в результате итерационных расчетов последовательно уточняются вероятностные характеристики транспортных потоков энергии. При этом для оценки эффективности данного метода необходимы проверочные расчеты, которые позволили бы оценить полученные результаты. Для решения данной задачи предлагается произвести сравнительный анализ результатов для тестовых схем при использовании метода статистического моделирования и алгоритма обеспеченного спроса.

## II. СТРАТЕГИИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ МЕЖДУ СИСТЕМАМИ

Основной процедурой в МСМ является генерация случайного состояния элементов и параметров ОЭС (генераторы, МСС, величина нагрузки в отдельных концентрированных ЭЭС). На следующем этапе, который, по существу, является надстройкой МСМ, определяются перетоки мощности по связям и управляющие воздействия  $\bar{U} = \{u_1, u_2, \dots, u_n\}$  – ограничения электропотребления, которые позволяют свести к минимуму заданную целевую функцию, определяемую стратегией оказания взаимопомощи. Эта задача известна как задача распределения дефицита мощности (РДМ). Как правило, в качестве целевой функции рассматривается недоотпуск электроэнергии потребителям или суммарный ущерб от недоотпуска электроэнергии.

В стратегии минимального недоотпуска электроэнергии игнорируются интересы отдельных ЭЭС. В качестве критерия оптимизации здесь принимается минимум суммарного по ОЭС недоотпуска электроэнергии. Проблема РДМ представляется в виде задачи линейного программирования:

$$\min_{x,U} \left\{ F(U) = \sum_{i=1}^n u_i \right\}, \quad (1)$$

Варьируемыми переменными являются УВ  $\{u_i\}$  и перетоки мощности по связям  $\{x_{ij}\}$ , удовлетворяющие системе ограничений:

$$0 \leq P_{wi} - u_i + \sum_{j=1, j \neq i}^n x_{ij} - \sum_{j=1, j \neq i}^n x_{ji} \leq G_i; \quad (2)$$

$$0 \leq x_{ij} \leq x_{ij}^{\max}, \quad j \neq i; \quad (3)$$

$$0 \leq u_i \leq P_{wi}, \quad (4)$$

где  $P_{wi}$ ,  $G_i$  – мощность соответственно нагрузки и располагаемой генерации в узле  $i$ , МВт;  $x_{ij}^{\max}$  – максимальная пропускная способность МСС.

Известно, что задача линейного программирования может иметь бесконечное множество решений (на грани многогранника ограничений). Отсюда априори можно утверждать, что при таком подходе поузловые результирующие ПБН могут существенно различаться.

Стратегия минимального ущерба от недоотпуска электроэнергии является естественным развитием предыдущей стратегии. В качестве критерия оптимизации здесь принимается минимум суммарного по ОЭС ущерба от недоотпуска электроэнергии. При этом целевая функция (1) принимает вид:

$$\min_{x,U} \left\{ F(U) = \bar{C}^T \bar{U} \right\}, \quad (5)$$

где  $\bar{C} = \{c_1, c_2, \dots, c_n\}$  – вектор удельных ущербов от недоотпуска электроэнергии потребителям, руб./МВт·ч.

В частном случае, при  $c_i = 1$ , критерий (1) преобразуется в минимум суммарного по ОЭС недоотпуска электроэнергии.

Рассматриваемая стратегия становится особо актуальной в условиях рыночных отношений, где вводятся договорные механизмы ответственности ЭЭС за надежную поставку электроэнергии в том числе и аварийных ситуациях. Распределение дефицитов мощности здесь выполняется в зависимости от договорной стоимости ущерба и определяется исключительно экономическими соображениями: если  $c_i > c_j$ , то выгоднее снизить дефицит мощности в узле  $i$  за счёт его увеличения в узле  $j$  (если это позволяет ПС МСС).

В математической модели (5) нагрузка может быть ограничена как в дефицитном, так и в избыточном узле, если это позволяет снизить общесистемный дефицит. Ограничение нагрузки в избыточном узле возможно, если цена ограничения нагрузки в этом узле меньше, чем в соседних узлах. Отсюда в рассматриваемой стратегии генерация ЭЭС не привязана к собственной нагрузке.

В стратегии «локального эгоизма» – помощь оказывается только тогда, когда есть чем поделиться. При этом ограничения (2) трансформируются к виду:

$$\begin{cases} \sum_{j=1, j \neq i}^n x_{ij} - \sum_{j=1, j \neq i}^n x_{ji} \leq G_i - P_{ni}, & u_i = 0, & G_i \geq P_{ni}; \\ 0 \leq P_{ni} - u_i \leq G_i + \sum_{j=1, j \neq i}^n (x_{ji} - x_{ij}), & & G_i < P_{ni}. \end{cases} \quad (6)$$

В результате при такой стратегии в избыточной ЭЭС невозможно ограничение электропотребления.

Алгоритм обеспеченного спроса. В данном алгоритме итерационно определяются вероятностные параметры межсистемных перетоков мощности (МСПМ). На текущей итерации МСС А–В рассматривается совместно со смежными ЭЭС А, В по модели диполя (рис. 1). При текущих вероятностных характеристиках ЭЭС А и В (с учетом связи с иными ЭЭС) определяются вероятностные параметры МСПМ по связи А–В. При этом учитываются возможности смежных ЭЭС в обеспечении вероятностной реализации случайной величины потока мощности.

Функция распределения (ФР) потока небаланса мощности по МСС зависит от состояния смежных ЭЭС на очередном итерационном шаге и определяется исходя из условий: переток мощности в направлении от ЭЭС А к ЭЭС В больше  $x$ , если в ЭЭС А имеется избыточный резерв мощности, а в ЭЭС В – дефицит мощности объемом не менее  $x > 0$ , или (в противоположном направлении,  $x < 0$ ) в ЭЭС А имеется дефицит, а в ЭЭС В – избыток мощности того же объема. Это описывается формулой

$$F_{AB}^{(k+1)}(x) = \begin{cases} F_{B/A}^{(k+1)}(x) [1 - F_{A/B}^{(k)}(-x)], & -\pi_{ij} \leq x \leq 0; \\ 1 - F_{A/B}^{(k+1)}(-x) [1 - F_{B/A}^{(k)}(x)], & 0 \leq x \leq \pi_{ij}, \end{cases} \quad (7)$$

где  $F_{AB}^{(k+1)}$  – функция распределения (ФР) потока мощности по МСС А–В на итерации  $k + 1$ ;  $F_{AB}^{(k+1)}$  – ФР НМ в узле А при условии отсутствия связи с узлом В;  $F_{B/A}^{(k)}$  – аналогично для узла В при отсутствии связи с узлом А.

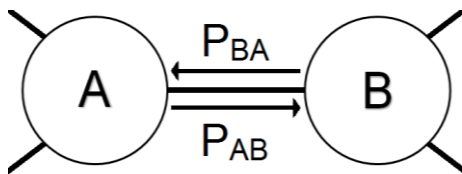


Рис. 1. Представление МСС по модели диполя

ФР позволяет получить ее параметры (математическое ожидание (МО)  $m_{AB}$ , второй начальный момент (ВНМ)  $\chi_{AB}$  и дисперсию  $\sigma_{AB}^2$ ), что, в свою очередь, при принятом законе распределения НМ в ЭЭС позволяет учесть вероятностные параметры МСПМ в небалансе мощности смежных ЭЭС. Наличие ограниченной ПС МСС предопределяет оперирование с редуцированными ФР [4]:

$$\begin{aligned} m_{AB} &= M^p(\pi_{AB}, \pi_{BA}, m_{A/B}, \sigma_{A/B}^2, m_{B/A}, \sigma_{B/A}^2); \\ \chi_{AB} &= \chi^p(\pi_{AB}, \pi_{BA}, m_{A/B}, \sigma_{A/B}^2, m_{B/A}, \sigma_{B/A}^2); \\ \sigma_{AB}^2 &= \chi_{AB} - m_{AB}^2. \end{aligned} \quad (8)$$

### III. РАСЧЕТ МАТЕМАТИЧЕСКОГО ОЖИДАНИЯ ДЕФИЦИТА МОЩНОСТИ ТЕСТОВЫХ СХЕМ

Для проведения расчетов было принято 2 варианта тестовых схем, изображенных на рис. 2 и 3.

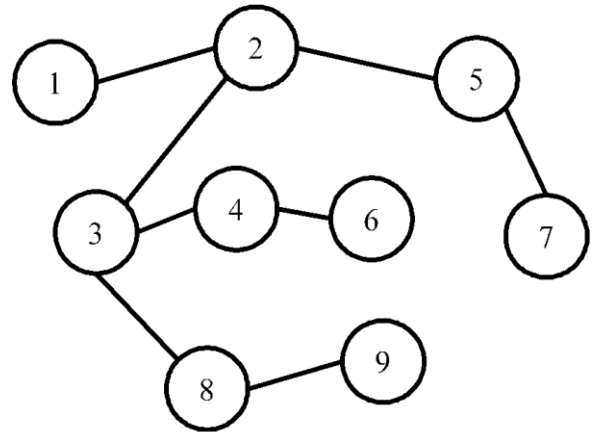


Рис. 2. Тестовая схема № 1

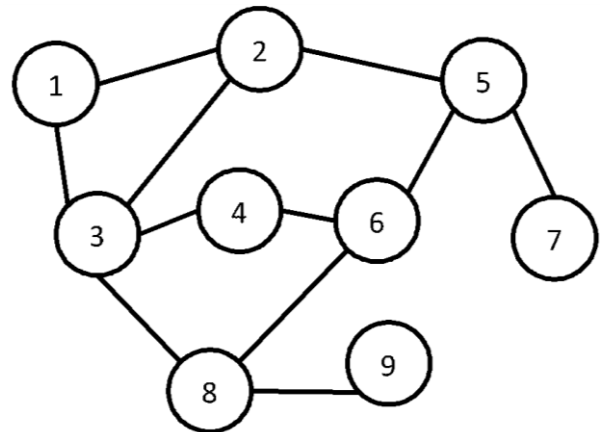


Рис. 3. Тестовая схема № 2

Исходные данные для расчетов представлены в таблице.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТОВ

Узел	$P_{напл}$	$P_{нагр}$	$P_{откл}$	$D_{откл}$	$S_{нагр}$
1	14300	12500	731	123435	625
2	13450	12500	688	116142	625
3	13300	12500	682	115662	625
4	13550	12500	692	116526	625
5	13400	12500	686	116046	625
6	13450	13000	688	116142	650
7	13850	13300	707	118989	665
8	13450	12500	688	116142	625
9	13750	13000	703	118605	650

При проведении расчетов МСМ для каждой схемы были получены результаты при проведении 100, 200, 500, 1000, 2000, 5000 и 10000 испытаний. Расчеты показали, что для оценки ПБН рассматриваемых схем достаточно 5000 испытаний. Сравнение АОС с МСМ представлены на рис. 4 и 5. Длительности расчетов по модели МСМ и АОС составили соответственно 2400 и 2 с.



#### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В условиях современных рыночных отношений надежность электроснабжения становится покупаемой услугой (что не исключает необходимости использования нормативов надежности), в результате чего стоимость дефицита мощности для различных систем различна. Указанные выше стратегии позволяют в большей степени оценить общесистемные дефициты мощности, однако для учета экономического фактора необходимо использование весовых коэффициентов для каждого из узлов, отражающих стоимость ущерба. Подобный подход позволяет преобразовать жадную стратегию в «рыночную» и тем самым учесть в расчетах экономические отношения между системами. Помимо этого, подобный подход позволяет оценить стоимость обеспечения надежности, что особенно актуально для систем с большим количеством ВИЭ, где не только нагрузка, но и генерация становятся случайными величинами, зависящими от внешних условий.

Учитывая приемлемую точность расчетов при использовании АОС, можно сделать вывод о возможности использования АОС для практических расчетов балансовой надежности ОЭЭС, при этом необходимо учитывать, что стратегия взаимопомощи ЭЭС является значимой при определении ПБН ОЭЭС, по этой причине разрабатываемые ПК по расчету БН ОЭЭС должны быть адаптированы к выбору стратегии.

#### Список литературы

- [1] Воропай Н.И., Ковалёв Г.Ф., Кучеров Ю.Н. и др. Концепция обеспечения надёжности в электроэнергетике: М.: Энергия, 2013. 212 с.
- [2] Чукреев Ю.Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1995.
- [3] Обоскалов В.П. Алгоритм удовлетворенного спроса для определения показателей балансовой надежности ЭЭС // Современные подходы к обеспечению надежности электроэнергетических систем. – Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2014. С. 26–32.
- [4] Обоскалов В.П. Надежность обеспечения баланса мощности электроэнергетических систем. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2002. 210 с.

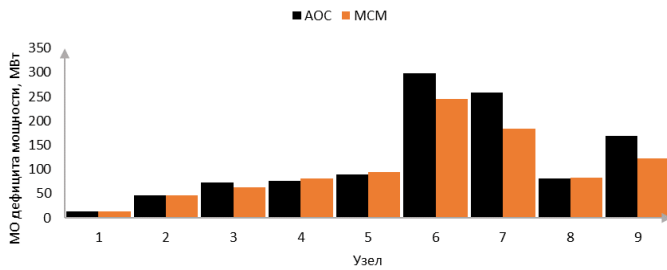


Рис. 4. МО дефицита мощности при использовании АОС и МСМ для тестовой схемы А

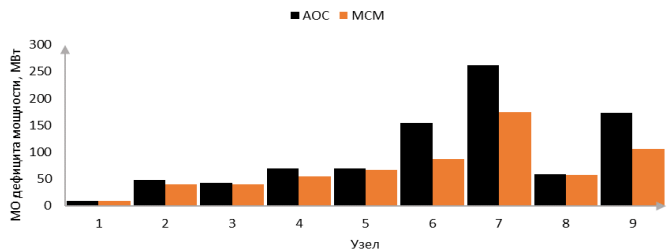


Рис. 5. МО дефицита мощности при использовании АОС и МСМ для тестовой схемы В

При анализе полученных данных необходимо учитывать различие реализованных в методах стратегий взаимопомощи. В МСМ задача сводится к минимизации общесистемного дефицита мощности при абсолютизированных условиях транзита мощности, а в АОС помощь соседнему узлу оказывается только в случае покрытия собственной нагрузки, в результате покрытие дефицита зависит от удаленности дефицитных узлов от избыточных. По этой причине наибольшие расхождения в МО дефицита мощности наблюдаются для наиболее удаленных узлов. Несмотря на различие используемых стратегий, результаты достаточно близки, что, прежде всего, свидетельствует о приемлемости быстрого АОС для выполнения практических расчетов. Следует заметить, что существенное влияние на результаты как АОС, так МСМ оказывает ограничение ПС МСС. Увеличение числа МСС позволяет увеличить отдачу избытка мощности из узлов, тем самым позволяя избежать «запертой мощности», когда избыток мощности не может быть использован из-за ограниченной ПС МСС. Подобные расчеты могут быть полезны при долгосрочном планировании, когда необходимо принять решение о необходимости усиления МСС в системе.

# Оптимизация управляющих воздействий противоаварийной автоматики на отключение нагрузки

А.А. Васильев, К.С. Криничный  
Филиал АО «СО ЕЭС» Забайкальское РДУ  
Чита, Россия  
kkrinichny@chita.so-ups.ru

Одним из самых используемых видов управляющих воздействий противоаварийной автоматики является отключение нагрузки (ОН) потребителей электрической энергии. При этом особой задачей является исключение перерегулирования, т.е. излишнего отключения нагрузки потребителей. Повышение эффективности работы противоаварийной автоматики позволит минимизировать объемы управляющих воздействий на отключение нагрузки потребителей.

*Ключевые слова: противоаварийная автоматика, противоаварийное управление, разукрупнение ступеней отключения нагрузки, контроль предшествующего режима.*

## Optimization of emergency control in load shedding

A.A. Vasilev, K.S. Krinichnyy  
System Operator of the United Power System  
Chita, Russia  
kkrinichny@chita.so-ups.ru

One of the most used types of emergency control actions is to disable the load of electricity consumers. And the particular task is to eliminate overshoot, when emergency control disables more load of consumers than it is necessary. Increasing the efficient of the emergency control will minimize the volume control actions on the consumer load off.

*Keywords: emergency control, emergency management, downsizing of load shedding stages preceding control mode.*

Основной задачей противоаварийного управления в электроэнергетических системах является предотвращение и ликвидация выхода параметров электроэнергетического режима за допустимые пределы. Одним из самых используемых видов управляющих воздействий противоаварийной автоматики является отключение нагрузки (ОН) потребителей электрической энергии. Наиболее значительные объемы ОН используются в качестве управляющих воздействий комплексов автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ). Для снижения последствий от работы противоаварийной автоматики необходима минимизация объемов управляющих воздействий на отключение нагрузки.

Алгоритм работы простейшего устройства – «П-ДО», то есть выбор уставок (величин контроля предшествующего режима (КПР) и объемов управляющих воздействий (УВ)) производится по заранее проведенным расчетам электроэнергетических режимов. При этом величины объемов управляющих воздействий принимаются для часа минимальных электрических нагрузок для обеспечения гарантированной эффективности работы комплекса АПНУ.

Выбор управляющих воздействий для часа минимальных нагрузок неизбежно приводит к передозировке объемов ОН при работе комплекса АПНУ, выполненного по данной простейшей схеме, и, следовательно, к увеличению недоотпуска электроэнергии потребителям при работе противоаварийной автоматики, поскольку причина

объемов управляющих воздействий на ОН вследствие изменения нагрузки в энергосистеме очень нестабильна. Изменение нагрузки происходит как в разрезе суток, так и в разрезе месяцев и периодов года. К сожалению, такие алгоритмы используются и сейчас при настройке комплексов АПНУ, выполненных на микропроцессорной основе.

Одним из вариантов минимизации объемов ОН при противоаварийном управлении в электроэнергетических системах является разукрупнение ступеней ОН – дробление ступени на несколько меньших по объему ОН ступеней. Данный способ позволяет уменьшить дискретность управляющих воздействий на ОН, а следовательно, и величину передозировки управляющих воздействий.

Для получения эффекта минимизации ОН требуется разукрупнение всех ступеней, задействованных в рассматриваемом комплексе АПНУ.

При фактических режимах работы электроэнергетической системы в верхних диапазонах уставок КПР по контролируемому комплексом АПНУ сечению эффект минимизации ОН полностью исчезает, так как в этом случае также происходит передозировка управляющих воздействий на ОН вследствие нестабильности уже разукрупненных объемов ступеней ОН.

Таким образом, разукрупнение ступеней ОН при нестабильной электрической нагрузке дает эффект только в диа-

пазоне нижних и средних уставок КПП по контролируемому сечению, уменьшает величину передозировки, но не ликвидирует её полностью.

Для корректного решения задачи минимизации объемов ОН при противоаварийном управлении необходим переход к другим алгоритмам работы комплексов АПНУ, которые позволяют при сохранении алгоритма работы локальных комплексов «П-ДО» в части выбора уставок КПП реализовывать алгоритм подбора управляющих воздействий на ОН по критерию минимального превышения требуемой величины в режиме «I-ДО». Выполнение таких алгоритмов возможно только для комплексов АПНУ на микропроцессорной основе. Для реализации алгоритма подбора ступеней ОН в режиме «I-ДО» необходимы следующие условия:

- Передача в комплекс АПНУ информации о величине каждой ступени ОН в виде телеизмерений или (и) базы данных комплекса в виде постоянной информации: суточного графика с градацией по месяцам или сезонам года.
- Величины ОН (часть из них) должны быть различными: наименьшая величина ступени ОН не более 10 % от наибольшей ступени. Неоднородность значений ступеней ОН необходима для возможности подбора из текущих значений ступеней ОН требуемой величины объема УВ на ОН с максимальной точностью.
- Ступени ОН должны быть независимыми, не должны поглощать друг друга.
- В комплексе АПНУ должна быть информация о требуемой величине УВ на ОН, которая может быть задана технологом в режиме «П-ДО» или вычисляться на основании поступающей в комплекс информации о предшествующем режиме.

Алгоритм подбора управляющих воздействий на ОН по критерию минимального превышения требуемой величины УВ в режиме «I-ДО» может быть реализован различными способами. Фактически, это алгоритм выбора только тех ступеней ОН, сумма которых превышает требуемое значение УВ на ОН на минимальное значение, что соответствует минимальной передозировке УВ.

Предложенное решение означает выполнение локальным комплексом АПНУ функции интеллектуального устройства отключения нагрузки (ИУОН), позволяя использовать УВ на ОН данного комплекса другими комплексами ПА. Для этого необходимо предусмотреть в комплексе входы с задаваемой уставкой объема УВ на ОН для других комплексов ПА. Подбор УВ на ОН для данных входов производится в соответствии с заданной величиной объема УВ по алгоритму минимального превышения в режиме «I-ДО». Уставки входов могут быть заданы с требуемой дискретностью для уменьшения величины передозировки УВ.

Преимуществами такого решения являются:

- отсутствие необходимости реализации алгоритмов минимизации УВ на ОН в смежных комплексах;
- простота и повышение точности настройки смежных комплексов с учетом известных (заданных в комплексе с функцией ИУОН) объемов УВ;
- отсутствие необходимости выполнения каналов ПА и передачи значительного количества команд ПА

на ОН от смежных комплексов. Требуется передача команд до комплекса АПНУ выполняющего функции ИУОН.

Выполнение интеллектуальных устройств отключения нагрузки (ИУОН) возможно и вне комплексов противоаварийной автоматики в крупных узлах нагрузки при соблюдении следующих условий:

- установка микропроцессорного устройства (ИУОН) в крупном узле передачи команд на ОН по другим объектам;
- передача в ИУОН информации о величине каждой ступени ОН в виде телеизмерений или (и) базы данных комплекса в виде постоянной информации;
- величины ОН (часть из них) должны быть различными (наименьшая величина ступени ОН не более 10 % от наибольшей ступени);
- ступени ОН должны быть независимыми, не должны поглощать друг друга;
- устройство должно иметь входа (пусковые органы) с задаваемой (программируемой) уставкой объема УВ на ОН;
- в ИУОН должен осуществляться подбор УВ на ОН для каждого входа (пускового органа) в соответствии с заданной величиной объема УВ по алгоритму минимального превышения в режиме «I-ДО».

Преимуществами такого решения являются:

- отсутствие необходимости реализации алгоритмов минимизации УВ на ОН в комплексах ПА;
- отсутствие необходимости передачи в комплексы ПА информации о величине ступеней ОН.
- простота и повышение точности настройки комплексов с учетом известных (заданных в ИУОН) объемов УВ;
- отсутствие необходимости выполнения каналов ПА и передачи значительного количества команд ПА на ОН от комплексов ПА. Требуется передача команд до ИУОН.

Таким образом, для корректного решения задачи минимизации объемов ОН требуется:

- создание интеллектуальных устройств отключения нагрузки (ИУОН) как в составе комплексов ПА, так и в виде отдельных устройств;
- передача информации в ИУОН о величинах ступеней ОН, используемых данным устройством;
- реализация в ИУОН алгоритмов подбора УВ на ОН по критерию минимального превышения требуемой величины в режиме «I-ДО».

Для наиболее широкого практического применения данных решений необходимо внесение изменений в нормативно-техническую документацию по противоаварийной автоматике с обязательным включением требований по выполнению интеллектуальных устройств отключения нагрузки (ИУОН) на этапе проектирования и модернизации комплексов ПА.

# Сравнительный анализ методов оптимизации, применяемых в программных комплексах, используемых для расчета режимов работы ЭЭС

А.С. Ведерников, Д.С. Руманова  
ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»  
Самара, Россия  
dianarum205@rambler.ru

Электроэнергия – единственный вид энергии, который необходимо производить и потреблять одновременно. Но текущий уровень развития техники не позволяет осуществлять постоянный контроль за процессами производства, передачи и потребления без потерь. Современное состояние экономики поощряет стремление субъектов рынка к уменьшению затрат. С технической стороны данного вопроса минимизация потерь в электроэнергетике связана с оптимизацией процессов производства, передачи и потребления электроэнергии. В данной работе будут проанализированы методы оптимизации, применяемые в программных комплексах, используемых в расчетах режимов работы энергосистемы.

При проведении анализа были изучены математические методы оптимизации, техническая литература в области оптимизации и программные комплексы для расчета режимов энергосистемы, такие как «Космос» и RastrWin3.

Проведен анализ оптимизационных методов, заложенных в основу работы по оптимизации программных комплексов «Космос» и RastrWin3. По результатам анализа были сделаны выводы об эффективности методов оптимизации в программных комплексах.

*Ключевые слова: оптимизация, методы оптимизации, программный комплекс, активная мощность, реактивная мощность.*

## Comparative analysis of the optimization techniques applied in software systems used in the calculation of operating modes of the EPS

A.S. Vedernikov, D.S. Rumanova  
Samara State Technical University  
Samara, Russian Federation  
dianarum205@rambler.ru

Electric power – the only form of energy that is necessary to produce and consume at the same time. But the present level of technique development does not allow implementing constant monitoring of the processes of production, transmission and consumption without loss. The current state of the economy is encouraging striving of market participants to reduce the cost. Primarily, this can be accomplished by minimizing the loss thereby reduce cost. On the technical side of the issue, to minimize the losses in the power associated with the optimization of the processes of production, transmission and consumption of electricity. In this paper we will be analyzed optimization methods applied in software systems used in the calculation of operating modes of the power system.

In the analysis have been studied mathematical optimization techniques, technical literature in the field of optimization and software systems for the calculation of power system conditions, such as Cosmos and RastrWin3.

The analysis of optimization methods underlying the work on optimization Cosmos and RastrWin3 software systems. According to the results of the analysis were made conclusions about the effectiveness of the optimization methods in software systems.

*Keywords: optimization, the optimization techniques, program complex, active power, reactive power.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

На уровне централизованного управления режимами работы объектов электроэнергетики минимизация потерь в электроэнергетике достигается расчетом наиболее близкого к реальному режима работы энергосистемы. Для расчета режимов работы энергосистемы существует несколько

ко программных комплексов (ПК). Одними из них являются ПК «Космос» и ПК RastrWin3.

### II. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

В данных ПК заложены оптимизационные методы, которые производят оптимизацию по активной и реактивной мощностям.

В программе RastrWin3 за оптимизацию по активной мощности отвечает подпрограмма LinCorWin. В качестве целевой функции в задаче оптимизации по активной мощности используется расходная характеристика. Для программы необходимо задать кусочно-линейную характеристику относительных приростов (ХОП) или ценовые заявки (ЦЗ), имеющие кусочно-постоянный вид. Программа LinCorWin осуществляет поиск минимума суммы ценовых характеристик по всем генераторам, требуя выполнения заданных ограничений. Ограничения могут задаваться: по допустимому току, по реактивной генерируемой мощности, по модулям напряжения, по изменению коэффициентов трансформации, на скорость набора и сброса нагрузки, по суммарному минимуму-максимуму. Каждому ограничению ставится в соответствие множитель Лагранжа.

Целью решения задачи в ПК «Космос» является максимизация функции эффективности работы рынка. Систему ограничений задачи составляют уравнения балансов активных и реактивных мощностей в узлах схемы замещения, а также перетоков по контролируемым сечениям. Целевая функция задачи является линейной, а ограничения – нелинейными. В связи с этим оптимизация выполняется как итерационный процесс, предполагающий линеаризацию ограничений и решение задачи линейного программирования на каждой из итераций вычислительного процесса.

Оптимизация режима по реактивной мощности в ПК RastrWin3 выполняется для выбора модулей в узлах-источниках реактивной мощности (ИРМ) и коэффициентов трансформации в трансформаторах, имеющих регулирование под нагрузкой (РПН) или вольтодобавочные трансформаторы (ВДТ). Решение данной задачи сводится к минимизации целевой функции:

$$\min F = \sum_{ij}^{N_i} \Delta P_{ij} + K_i \sum_{ij}^{N_i} \delta V_i^2. \quad (1)$$

Для определения наилучших параметров организуется итерационный процесс, на каждом шаге проводятся вычисления по градиентному методу. Параметрами оптимизации являются: минимизация потерь в ветвях, участие ИРМ в регулировании, шаг итерации, штрафной коэффициент. В результате рассчитываются небалансы мощности, и в зависимости от их величины досчитывается установившийся режим.

В ПК «Космос» целью также является минимизация потерь активной мощности в электрической сети за счет изменения загрузки источников реактивной мощности

и коэффициентов трансформации трансформаторов с регулированием под нагрузкой. В качестве целевой функции используется следующая:

$$F(X) = \sum_{i=1}^n I_i^2(X) \cdot R_i + \sum_{j=1}^k U_j^2 \cdot Y_j. \quad (2)$$

Систему ограничений задачи составляют уравнения балансов активных и реактивных мощностей в узлах схемы замещения. Целевая функция и ограничения типа равенств являются нелинейными. Минимизация целевой функции осуществляется в виде итерационного процесса, на каждом шаге которого решается задача квадратичного программирования.

Сравнить реализации методов оптимизации в различных программных комплексах возможно посредством сравнения полученных параметров режимов работы. Проведем анализ рассчитанных значений напряжения в узлах крупных подстанций  $U$ , кВ, и реальных измерений напряжения за определенный промежуток времени.

### III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Полученные результаты расчетов параметров режима в ПК «Космос» и ПК RastrWin3 сопоставимы друг с другом и близки к реальным значениям.

В ПК RastrWin3 погрешность значения напряжения в узлах энергообъектов составила от 0,02 до 0,84 % относительно реальных значений, а в ПК «Космос» погрешность составила от 0,01 до 0,83 % относительно реальных значений.

Таким образом, можно сделать вывод, что оптимизационные методы, заложенные в данные программные комплексы, достаточно эффективны.

### Список литературы

- [1] Методы оптимизации режимов энергосистем / В.М. Горштейн, Б.П. Мирошниченко, А.В. Пономарев и др.; под ред. В.М. Горштейна. – М.: Энергия, 1981. – 336 с.
- [2] Практическая оптимизация / Ф. Гилл, У. Мюррей, М. Райт. – М.: Мир, 1985. – 509 с.
- [3] Программный комплекс «RastrWin3»: Руководство пользователя / В.Г. Неуймин, Е.В. Машалов, А.С. Александров, А.А. Багрянцев. – 29.08.2012.
- [4] Программный комплекс «Космос»: Руководство по эксплуатации. – 2000.

# Пофазный расчет несимметричных коротких замыканий двухцепных ЛЭП в фазных координатах

А.С. Ведерников, А.А. Щобак  
ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»  
Самара, Россия  
ShonSamara@gmail.com

В современных условиях при растущем повышении требований к точности моделирования устройств релейной защиты и автоматики (далее – РЗА) расчет токов коротких замыканий методом симметричных составляющих не всегда является достаточным. При представлении трехфазной системы симметричных составляющих происходит выравнивание параметров фаз и теряется пофазное различие в параметрах. Метод симметричных составляющих при анализе сложных несимметричных режимов требует применения сложного математического аппарата и не является универсальным. В этих случаях он не имеет заметного преимущества перед методом фазных координат.

*Ключевые слова:* линия электропередачи, метод фазных координат, несимметричные короткие замыкания.

## Phase segregated estimation of asymmetric short circuit on double-circuit line by phase coordinate method

A.S. Vedernikov, A.A. Schobak  
Samara State Technical University  
Samara, Russian Federation  
ShonSamara@gmail.com

In modern conditions with growing requirements for veracity of modeling devices, estimation of asymmetric short circuit by symmetrical component method is not always sufficient. Imagination phase parameters of three-phase system by symmetrical components are equalized and phase segregated difference are lost. Symmetrical component method is not universal in the analysis unbalanced conditions and require the use of complex mathematical apparatus. In these cases, he has no noticeable advantage over the method of the phase coordinates.

*Keywords:* power line, phase coordinate method, asymmetric short circuit.

### I. ВВЕДЕНИЕ

Основным условием нормального режима работы трехфазной сети переменного тока низкого, среднего и высоко-го напряжения является симметрия параметров нагрузочных режимов передачи и характеристик электрических элементов системы. Однако при работе встречаются режимы, не удовлетворяющие представленному условию.

Так, для расчетов любых несимметричных режимов необходимо учитывать собственные и взаимные параметры всех фаз линии. Для этого используют параметры в трехфазной системе координат симметричных составляющих или в фазных координатах. При этом параметры в трехфазной системе координат симметричных составляющих справедливы лишь для симметричной линии, а фазные координаты учитывают пофазное различие параметров.

К настоящему времени метод фазных координат распространен гораздо меньше метода симметричных составляющих. Только сейчас, благодаря широкому распространению компьютерных технологий, стало возможным применение этого метода.

### II. ПРЕДМЕТ ИССЛЕДОВАНИЯ

В двухцепной воздушной линии (далее – ДВЛ) электропередачи электромагнитный процесс переходного режима (далее – ПР) представляет собой связанные продольный и поперечный магнитные динамические процессы. Для общепринятых расчетных моделей они приближенно отображаются в формате обобщенной многопроводной схемы замещения с сосредоточенными параметрами как сочетания продольных и поперечных отдельных схем. В связи с этим при расчете линий электропередачи в общем случае применяют упрощенные однолинейные Т- и П-образные схемы замещения с сосредоточенными параметрами [1]. Такой подход подразумевает отказ от учета принципиальной несимметрии трехфазной ДВЛ, что негативно сказывается на точности конечного результата расчета ПР.

Общеизвестным подходом в решении инженерных задач анализа режимов в электрических системах является применение, как основополагающей идеи, математического представления данных физических процессов с помощью уравнений Максвелла для электрических и магнит-

ных полей. Методические проблемы при этом решаются при помощи рекомендаций, изложенных в основополагающей работе Г.А. Гринберга [2].

При расчете в фазных координатах напряжения и токи в любом месте сети содержат соответствующие фазные значения:

$$\dot{U} = \begin{pmatrix} \dot{U}_a \\ \dot{U}_b \\ \dot{U}_c \end{pmatrix}; \quad \dot{I} = \begin{pmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{pmatrix}. \quad (1)$$

Следуя принципам, описанным в [3], смоделирован участок энергосистемы – ВЛ 220 кВ Куйбышевская – Зубчаниновская, где первый участок представляет собой две одноцепные ВЛ, идущие в коридоре на расстоянии 90 м, затем объединяющиеся на втором участке в одну двухцепную опору (рисунок).

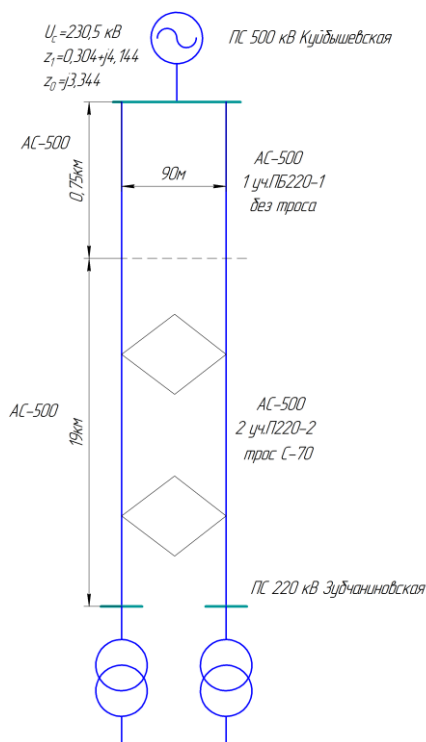


Схема расчетной сети

Матрица токов КЗ в операторной форме имеет вид:

$$I(p) = |E(p)| \times |Z(p)|^{-1}, \quad (2)$$

где  $|E(p)|$  – матрица со значением ЭДС в каждой фазе в операторной форме;  $|Z(p)|$  – матрица сопротивлений, учитывающая взаимовлияние фаз и грозозащитного троса.

С использованием телеграфных уравнений, описанных в [4], были построены матрицы, учитывающие, в зависимости от конструктивных особенностей опоры ДВЛ, взаимовлияние фаз. Дальнейшие расчеты будут приведены на очном этапе конференции.

### III. ВЫВОД

В данной работе была построена схема расчетной сети (рисунок) в фазных координатах, с помощью ПК Mathcad и ПК Matlab Simulink смоделированы методики расчета. Для сравнения относительно метода симметричных составляющих данная энергосистема была смоделирована также в ПК АРМ СРЗА. Предполагается выявление существенного различия в результатах расчета, что в дальнейшем позволит провести подобное сравнение с реальными токами КЗ.

Результаты анализа пофазных токов несимметричных КЗ будут представлены в ходе доклада на очном этапе конференции.

### Список литературы

- [1] Евдокунин Г.А. Электрические системы и сети. – СПб: Изд-во Сизова М.П., 2001. – 304 с.
- [2] Гринберг Г.А. Избранные вопросы математической теории электрических и магнитных полей. – М.; Л.: Изд-во АН СССР, 1948. – 727 с.
- [3] Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи. – М.: Высшая школа, 1996. – С. 119–121.
- [4] Кадомская К.П., Лавров Ю.А., Рейхердт А.А. Перенапряжение в электрических сетях различного назначения и защита от них: учебник. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2004. – С. 11–24.

# Оценка статических характеристик нагрузки предприятия черной металлургии по данным пассивного эксперимента

А.Р. Винтер, А.С. Тавлинцев, А.А. Суворов

ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого президента России Б.Н. Ельцина»  
Екатеринбург, Россия  
alena-v94@mail.ru

Электроэнергетические системы обладают некоторыми качествами больших систем кибернетического типа. Традиционные модели не дают возможности полного описания всего многообразия состояний. Это обуславливает необходимость применения вероятностных моделей и методов для анализа электроэнергетических систем, отражающих вероятностный характер процессов в энергосистеме.

Полученный алгоритм основан на использовании метода статистического анализа главных компонент. Апробация алгоритма выполнена на базе программного комплекса MATLAB. Исходными данными являлись массивы данных напряжения, активной и реактивной мощностей, полученные в ходе пассивного эксперимента. Объектом исследования являлся один из сталеплавильных цехов предприятия черной металлургии.

На основании модернизированного алгоритма можно исключать случайные измерения, уменьшать размерность данных, полученных от пассивного эксперимента. В результате работы алгоритма остаются точки, по которым можно построить линию регрессии и тем самым получить действительную зависимость нагрузки от напряжения. В результате апробации алгоритма на реальных данных получена оценка регулирующего эффекта нагрузки. Результат совпадает со справочными значениями для дуговых сталеплавильных печей.

Обработка массивов данных измерительной информации методом главных компонент представляет возможность оценки регулирующего эффекта нагрузки. Минимизация влияния на итоговую оценку фактора зависимости питающего напряжения от мощности нагрузки позволяет использовать данные измерений, полученные в ходе пассивного эксперимента.

*Ключевые слова: статическая характеристика нагрузки, пассивный эксперимент, метод главных компонент, вероятностная модель, регулирующий эффект нагрузки.*

## Evaluation of static load voltage model of steel companies according to passive experiment

A. Vinter, A. Tavlintsev, A. Suvorov

Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Education «Ural Federal University named after the first President of Russia B.N.Yeltsin»  
Yekaterinburg, Russian Federation  
alena-v94@mail.ru

Electric power systems have some characteristics of large systems cybernetic type. Traditional models do not allow complete description of the whole variety of states. Therefore it is necessary the use of stochastic models and methods for analysis of electric power systems, which reflect stochastic nature of the processes in the power system.

The obtained algorithm is based on the statistical method of principal component analysis. Testing of the algorithm is executed by the MATLAB. A large set of voltage, active and reactive obtained during the passive experiment has been used as input data for the analysis. The object of the research was one of the steelworks steelmakers.

By the upgraded algorithm we can clear data, to reduce the dimensionality of the data obtained from the passive experiment. As a result of the algorithm operation, we obtain points by which one can construct a regression line which is the real load-dependent voltage. Evaluation of the regulating effect of load obtained by testing the algorithm with real data. The result is the same with the reference values for smelting furnaces.

Processing arrays of measurement information by principal component analysis is opportunity to evaluating the regulating effect of load. Minimizing the impact on the final evaluation factor depending on the supply voltage on the power load allows to use measurement data obtained during the passive experiment.

*Keywords: static load voltage model, passive experiment, principal component analysis, stochastic model, regulating effect of load.*



## 1. ВВЕДЕНИЕ

Проектирование, анализ, эксплуатация электрических сетей и прогнозирование электрической нагрузки в ней являются сложными задачами с точки зрения моделирования параметров схем замещения этих сетей и процессов, протекающих в них.

Значения параметров схем замещения не являются постоянными величинами. Их значения изменяются под влиянием социальных, метеорологических, режимных условий. На режимные параметры влияют факторы технологического процесса больших нагрузочных узлов, время суток, метеорологические факторы. Учитывая вышесказанное, можно заключить, что режимные параметры и параметры схем замещения являются вероятностными значениями, подчиняющимися своему определенному закону распределения.

Электроэнергетическая сеть является совокупностью вероятностных параметров, что затрудняет её точное математическое описание.

В данной работе представлен алгоритм идентификации математической модели нагрузки по напряжению для определённого потребителя. Целью такого подхода является существенное снижение погрешности расчетов. Уточнённый учёт нагрузочных узлов позволяет корректнее определять границы статической устойчивости, а значит, эффективнее использовать ресурсы, заложенные в электроэнергетическую систему [5].

В качестве исходной информации используются массивы данных, полученные в результате пассивного эксперимента от печи одного из цехов металлургического предприятия. На основании метода главных компонент был реализован алгоритм, написанный в программном комплексе MATLAB, для обработки больших массивов данных.

## II. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ВЫКЛАДКИ

Для наиболее распространённых сочетаний нагрузки (АД, СД, печей, осветительной нагрузки) существуют типовые статические характеристики нагрузки (СХН) по напряжению, которые были выведены в результате серий экспериментов в первой половине двадцатого века. На сегодняшний день использование типовых СХН представляется невозможным в связи с появлением устройств регулирования напряжения в нагрузочных узлах. В связи с этим появилась необходимость в новом методе идентификации СХН [3].

Так как в этой работе будет рассмотрен узел с малой нагрузкой по сравнению с нагрузкой системы, то её флуктуация никак не повлияет на значение частоты в сети. Поэтому частоту принимаем равной номинальной (50 Гц).

В общем виде статическую модель нагрузки в зависимости от активной и реактивной мощности можно представить следующим образом [2]:

$$\begin{aligned} P_n &= \varphi_p \cdot (V, f); \\ Q_n &= \varphi_q \cdot (V, f). \end{aligned} \quad (1)$$

Так как рассматриваемый массив данных получен в результате эксперимента, то рассмотрим некоторые критерии, предъявляемые к такому роду измерений.

Большая размерность данных является одним из признаков правильной добычи информации. Если данные будут собраны на узком спектре, то это может привести к недостоверности полученной информации, а далее – к плохо обусловленным моделям, построенным на основании этой информации [1].

Если оставить массив данных необработанным, то наличие шума и избыточность данных может привести к появлению ложных корреляционных связей между переменными [4, 7].

Для решения задач, поставленных в абзацах, написанных выше, в этой работе будет использован метод главных компонент (англ. Principal Components Analysis, PCA).

Основная идея метода – это нахождение у массива данных собственных векторов и значений коэффициентов ковариационной матрицы. Для разъяснения вышесказанного приведем геометрическую интерпретацию, зависящую от двух переменных.

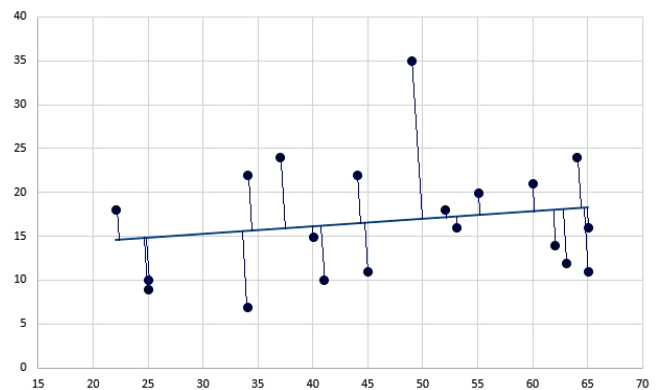


Рис. 1. Графическая интерпретация метода главных компонент

На рис. 1 представлен двумерный массив случайных чисел. Для этого массива находим прямую таким образом, чтобы эта прямая делила пространство на две полуплоскости, в каждой из которых содержатся элементы группы данных, среднеквадратичные расстояния от которых до прямой примерно равны в каждой полуплоскости. Это прямая разграничения, так называемая первая главная компонента. Далее необходимо спроецировать на эту прямую все точки, которые не расположены вдоль неё. Таким образом, можно предположить, что все точки массива должны лежать вдоль этой прямой. А значит, те элементы массива, что не лежат на этой прямой, являются шумом. Таким образом, избавляемся от шума, при этом не потеряв ни одного измерения. Но необходимо удостовериться в правильности выдвинутой гипотезы, то есть необходимо найти вторую главную компоненту.

Векторы главных компонент могут быть найдены как решения однотипных задач оптимизации [6].

1. Централизуем данные (вычитаем среднее):

$$x_i := x_i - \bar{X}_i, \quad (2)$$

теперь

$$\sum_{i=1}^m x_i = 0. \quad (3)$$

2. Находим первую главную компоненту как решение задачи:

$$a_1 = \arg \min_{\|a_1\|=1} \left( \sum_{i=1}^m \|x_i - a_1(a_1, x_i)\|^2 \right). \quad (4)$$

3. Вычитаем из данных проекцию на первую главную компоненту:

$$x_i := x_i - a_1(a_1, x_i). \quad (5)$$

4. Находим вторую главную компоненту как решение задачи:

$$a_2 = \arg \min_{\|a_2\|=1} \left( \sum_{i=1}^m \|x_i - a_2(a_2, x_i)\|^2 \right). \quad (6)$$

Вычитаем проекцию на  $(k - 1)$ -ю главную компоненту (напомним, что проекции на предшествующие  $(k - 2)$ -е главные компоненты уже вычтены):

$$x_i := x_i - a_{k-1}(a_{k-1}, x_i). \quad (7)$$

Находим  $k$ -ю главную компоненту как решение задачи:

$$a_k = \arg \min_{\|a_k\|=1} \left( \sum_{i=1}^m \|x_i - a_k(a_k, x_i)\|^2 \right). \quad (8)$$

### III. ОПИСАНИЕ АЛГОРИТМА

Алгоритм для оценки регулирующего эффекта нагрузки выглядит следующим образом:

1. Выявление массивов данных по признаку стационарности технологического процесса и формирование отдельного кластера.
2. Разделение ранее найденных кластеров на массивы меньшей размерности на основании принадлежности разным временным интервалам.
3. Наглядная визуализация разделения массивов данных с помощью цветового решения.
4. Фильтрация наименее информативных элементов массива данных.
5. Нахождение первой главной компоненты, расположенной вдоль оси максимальной дисперсии.
6. Нахождение второй главной компоненты, которая характеризует регулирующий эффект нагрузки.
7. Поворот главных компонент.
8. Визуализация полученных главных компонент.
9. Сравнение регулирующего эффекта нагрузки со справочными данными.

Для облегчения реализации алгоритм работает отдельно с пространством  $(V, P)$  и  $(V, Q)$ .

### IV. АПРОБАЦИЯ АЛГОРИТМА

Результат работы алгоритма представлен на рис. 2. В этой статье будет рассмотрен случай только для пространства  $(V, P)$ .

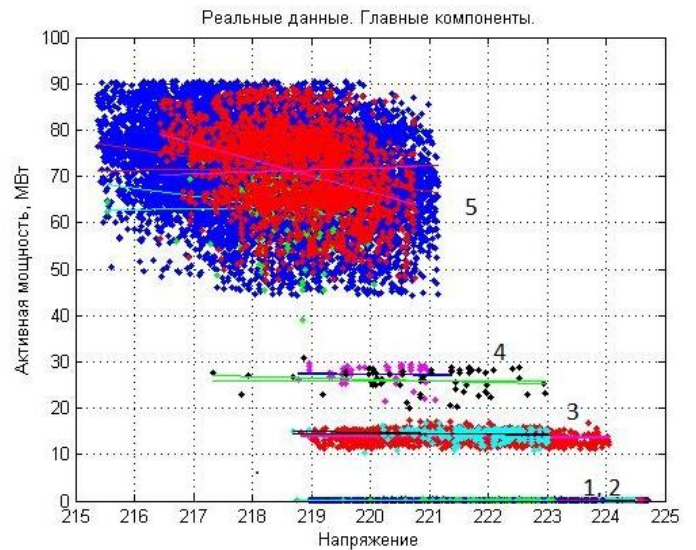


Рис. 2. Результат работы алгоритма

Как видно из рис. 2, в результате работы алгоритма исходных массив данных был разделён на 5 кластеров по условию стационарности технологического процесса, каждый из которых, в свою очередь, был дополнительно «разрезан» на определённое количество подмассивов по условию принадлежности разным временным интервалам.

Таблица I. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОЖИДАНИЕ ГЛАВНЫХ КОМПОНЕНТ ДЛЯ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

№ кла-стера	$k$		$b$	
	Первая	Вторая	Первая	Вторая
1	0,0019	-0,0033	-0,316	0
2	0,0014	-0,0025	-0,1731	0
3	-0,1651	0,0013	50,7071	0
4	-0,2992	0,0045	92,5962	0
5	-1,7574	0,1773	451,2240	0

Математическое ожидание коэффициентов главных компонент для каждого кластера сведено в табл. 1.

В данном случае регулирующий эффект нагрузки по напряжению характеризует лишь коэффициент  $k$  (тангенс наклона прямой). Коэффициент  $b$  характеризует сдвиг главных компонент от начала осей координат и в данной работе является незначимой информацией.

Для оценки достоверности полученных данных была рассчитана дисперсия этих коэффициентов для каждого отдельного кластера. Дисперсия внутри кластера предположительно должна быть равна нулю. Данное утверждение означает, что для каждого подмассива кластера были найдены эквивалентные коэффициенты наклона главных компонент. Для наглядности каждое значение дисперсии было отстроено от математического ожидания каждого кластера.

Таблица II. Дисперсия коэффициентов главных компонент

№ кластера	$\sigma$ , Вт/В		$\sigma$ , %	
	$k_1$	$k_2$	$k_1$	$k_2$
1	$7,1 \cdot 10^{-8}$	$2,42 \cdot 10^{-7}$	$3,6 \cdot 10^{-3}$	$-7,32 \cdot 10^{-3}$
2	$1,38 \cdot 10^{-9}$	$2,19 \cdot 10^{-8}$	$9,59 \cdot 10^{-5}$	$-8,78 \cdot 10^{-4}$
3	0,0037	$5,27 \cdot 10^{-7}$	2,2470	0,0403
4	0,0018	$1,49 \cdot 10^{-7}$	0,6137	0,0033
5	0,0021	0,0009	0,1210	0,5327

Как видно из табл. 2, погрешности коэффициентов наклона для 3 и 4-го кластера возрастают по сравнению с остальными. В случае 3-го кластера это явление объясняется следующим образом: 3-й кластер был некорректно разделён по условию стационарности технологического процесса. В связи с этим появляется необходимость доработки алгоритма. Возрастание погрешности коэффициентов для 4-го кластера объясняется малым количеством измерений, входящим в 4-й кластер, и разрежённостью этих элементов массивов по сравнению с остальными кластерами. Данный момент тоже нуждается в доработке в виде отстройки фильтра либо замены метода, применённого для фильтрации данных.

Дисперсия коэффициентов остальных кластеров не превышает половины процента, поэтому при анализе такая дисперсия приравнивается к нулю.

В заключение необходимо добавить, что алгоритм был апробирован на массиве данных, полученных на временном отрезке в 72 часа от одного объекта. В результате его работы были получены схожие данные для каждых суток.

Полученные коэффициенты близки к справочным коэффициентам регулирующего эффекта нагрузки по напряжению для дуговой металлургической печи [5].

#### Список литературы

- [1] Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е. Об определении характеристик нагрузки по напряжению методом пассивного эксперимента. – Электричество, 1972. – 22–25.
- [2] Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Методические указания по учёту нагрузки при расчётах на ЭВМ устойчивости сложных систем. Часть I. Модели нагрузки и её обобщённые параметры. 1983.
- [3] Перминов С.И., Суворов А.А., Тавлинцев А.С., Шорикова М.Е. Прогнозирование реакции нагрузки для решения задачи идентификации статических характеристик по напряжению // Энергетика глазами молодёжи: Научные труды междунар. науч.-техн. конф. – Иваново, 2015. – С. 259–264.
- [4] Хрущев Ю.В., Панкратов А.В., Бацева Н.Л., Полищук В.И., Тавлинцев А.С. Методика идентификации статических характеристик нагрузки по результатам активного эксперимента // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 325, № 4. – С. 164–175.
- [5] Арзамасцев Д.А., Гервиц М.Н., Кричнова И.А. и др. Экспериментальное исследование статических частотных характеристик объединенной энергосистемы Урала и входящих в ее состав отдельных систем // Доклады на 3-м Всесоюз. науч.-техн. совещании по устойчивости и надежности энергосистем СССР. – Л.: Энергия, 1973. – С. 326–337.
- [6] Пирсен К. О линиях и плоскостях, которые расположены наиболее близко к системам точек в пространстве // Научный журнал. – 1901. – С. 559–572.
- [7] Винтер А.Р., Шорикова М.Е. Фильтрация данных измерений методом кластерного анализа в задаче идентификации статических характеристик по напряжению // Энергетика глазами молодёжи: Научные труды междунар. науч.-техн. конф. – Иваново, 2015. – Т. 1.

# Краткосрочное прогнозирование электропотребления на основе метода случайного леса

А.Е. Воевода, Д.Д. Харитонова, П.В. Валь

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»  
Абакан, Россия  
aleks.voevoda@mail.ru

Краткосрочное прогнозирование электропотребления является необходимым условием эффективного управления энергосистемой страны на ее различных уровнях. Традиционно для решения данной задачи используются статистические модели прогнозирования на основе параметрического линейного подхода. Представляется актуальным исследование возможности повышения качества краткосрочных прогнозов электропотребления за счет применения современных методов машинного обучения (в частности, непараметрических нелинейных на основе ансамбля). В статистической среде *R* осуществлена разработка моделей краткосрочного прогнозирования электропотребления на основе методов дерева регрессии и случайного леса (на примере энергосистемы Республики Хакасия). Использована информация о календарных и погодных факторах в качестве предикторов моделей. Произведена оценка качества прогнозов на тестовом множестве. Разработаны модели краткосрочного прогнозирования электропотребления города Абакана на основе методов дерева регрессии и случайного леса. Проведен сравнительный анализ используемых методов и сделан вывод о преимуществе метода случайного леса. Результаты проведенного исследования могут быть использованы Системным оператором и участниками оптового рынка электроэнергии и мощности с целью обеспечения краткосрочного прогнозирования электропотребления.

*Ключевые слова:* краткосрочное прогнозирование, планирование, электропотребление, машинное обучение, дерево регрессии, случайный лес, ансамбль.

## Shrot term electricity demand forecasting based on random forest technique

A.E. Voevoda, D.D. Kharitonova, P.V. Val

Khakas Technical Institute – branch of Siberian Federal University  
Abakan, Russian Federation  
aleks.voevoda@mail.ru

In order to provide efficient scheduling of power systems short term electricity demand forecasting is required. Traditionally, for this task statistical forecasting models based on parametric linear approach are used. Increasing accurate of short term electricity demand forecasts due to using modern machine learning techniques (such as nonparametric nonlinear ensemble techniques) is relevant. In the statistical software environment *R* the short term electricity demand forecasting models based on regression tree and random forest techniques (in case of the Republic of Khakassiapower system) were developed. Calendar and weather variables were used as model predictors. Test set was used to evaluate model performance. The short term electricity demand forecasting models based on regression tree and random forest techniques of Abakan city was developed. A comparative analysis of the used techniques was conducted. The conclusion about the advantages of the random forest technique was made. In order to provide short term electricity demand forecasting research results can be used by System Operator UES units and Wholesale Electricity and Capacity Market buyers.

*Keywords:* short term, forecasting, scheduling, electricity demand, machine learning, regression tree, random forest, ensemble.

### I. ВВЕДЕНИЕ

Краткосрочное прогнозирование электропотребления (КПЭ) является необходимым условием эффективного планирования и управления электроэнергетическими режимами ЕЭС России на ее различных уровнях [2]. Традиционно для этого используются статистические модели прогнозирования на основе параметрического линейного подхода. Представляется актуальным исследование возможности повышения качества КПЭ за счет применения методов машинного обучения (в частности, непараметрических нелинейных на основе ансамбля). В настоящей работе на примере энергосистемы Республики Хакасия осуществлен анализ эффективности методов дерева регрессии (Regression tree) и случайного леса (Random forest) для решения задачи КПЭ.

### II. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

Республика Хакассия расположена на юго-востоке Сибири в западной части Минусинской котловины, граничит на севере и востоке с Красноярским краем, на юге и юго-западе – с Тувой и Республикой Алтай, на западе – с Кемеровской областью. Климат региона резко континентальный: лето жаркое, а зимы холодные. На рис. 1 приведен график почасового электропотребления энергосистемы Республики Хакасия за последние несколько лет (все необходимые данные предоставлены филиалом «СО ЕЭС» Хакасское РДУ). На нем можно наблюдать относительно

высокую равномерность как в разрезе года, так и в разрезе суток (средний коэффициент неравномерности суточного графика 0,842), что, главным образом, объясняется высокой долей промышленной нагрузки. В условиях относительно стабильной работы мощных промышленных предприятий региона (Саяногорский и Хакасский алюминиевые заводы, Восточно-Бейский разрез – СУЭК Хакассия и др.) колебания электропотребления энергосистемы в основном обусловлены колебаниями ее коммунально-бытовой нагрузки (в меньшей степени – особенностями технологического процесса на предприятиях региона).

При построении моделей КПЭ необходимо учитывать множество факторов, оказывающих наибольшее влияние на электропотребление объекта исследования. При этом обычно выделяют социально-экономические и метеорологические факторы. К первым относят час суток, тип дня, день недели, период года (и прочие календарные факторы), продолжительность отопительного сезона, аварии,

индивидуальная производственная программа работы крупных промышленных объектов, ввод в эксплуатацию крупных энергоемких объектов, использование альтернативных источников энергии и многие другие. К метеорологическим факторам, главным образом, относят температуру воздуха, облачность (освещенность), продолжительность светового дня, резкие кардинальные изменения погодных условий и т.д. В настоящей работе было решено учитывать лишь факторы, способные объяснить колебания коммунально-бытовой нагрузки энергосистемы. Это календарные факторы, обуславливающие наличие сезонных паттернов электропотребления (на рис. 1 можно наблюдать годовую сезонность электропотребления энергосистемы Республики Хакассия, а на рис. 2 – недельную и суточную), и температура воздуха (на рис. 3 представлена диаграмма рассеяния между почасовыми значениями электропотребления и температуры воздуха – коэффициент линейной корреляции Пирсона равен  $-0,83$ ).

**Электропотребление Республики Хакассия**

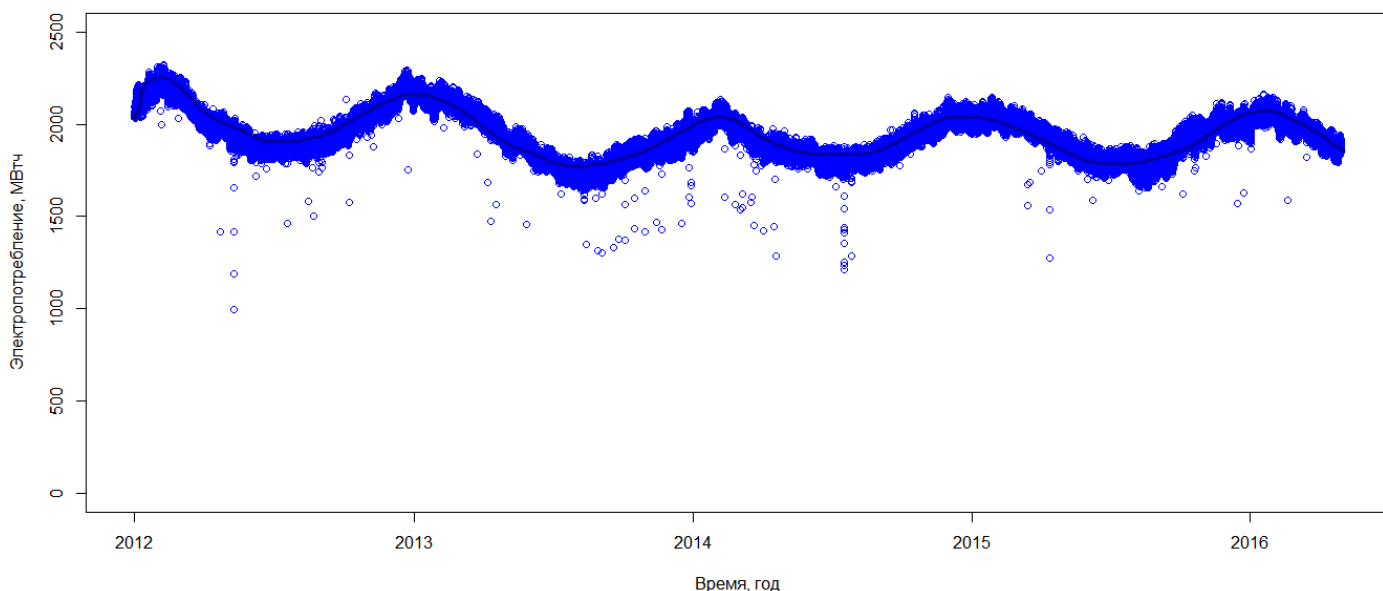


Рис. 1. График почасового электропотребления энергосистемы Республики Хакассия за 4 года

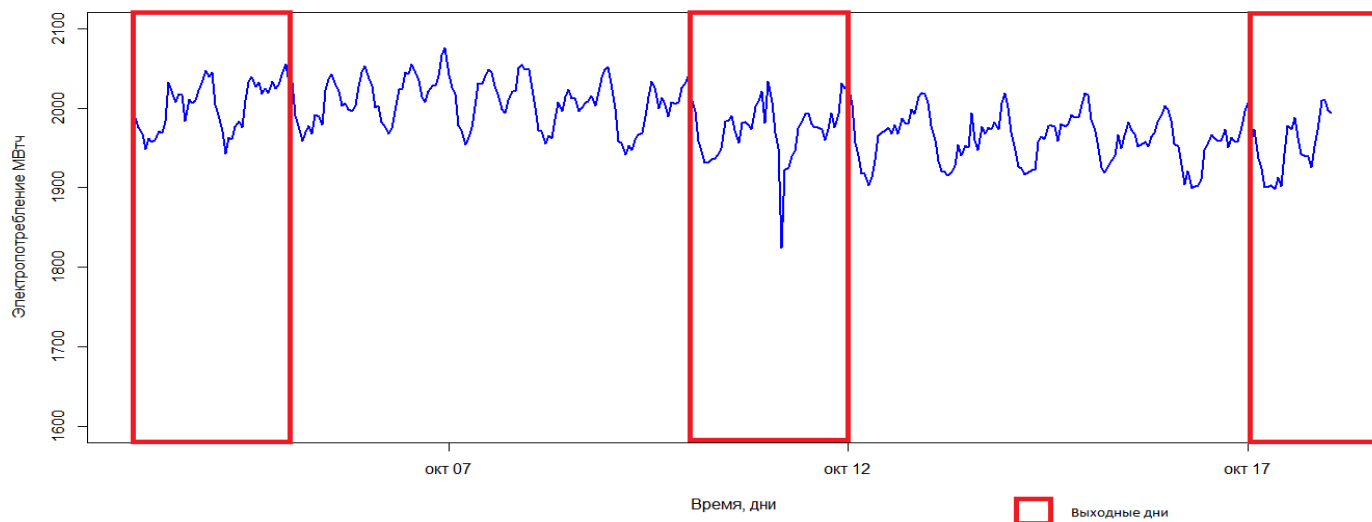


Рис. 2. График почасового электропотребления энергосистемы Республики Хакассия за 2 недели

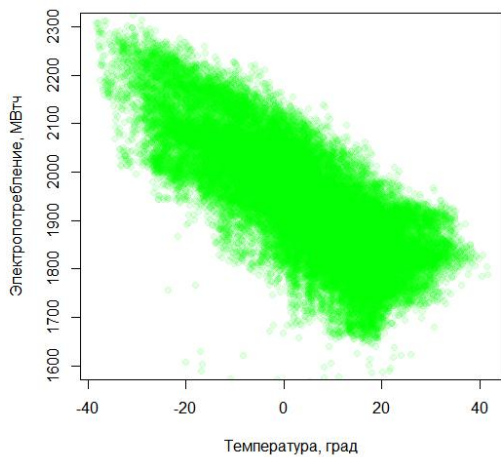


Рис. 3. Диаграмма рассеяния между электропотреблением и температурой для энергосистемы Республики Хакасия

### III. МЕТОД СЛУЧАЙНОГО ЛЕСА

В качестве основного метода прогнозирования в настоящей работе используется метод случайного леса [4, 5, 7]. Данный метод, предложенный Брейманом и Катлером, представляет ансамбль (комитет) решающих деревьев классификации или регрессии (в настоящей работе – регрессии), которые строятся по бутструп-выборкам из исходного обучающего множества. Алгоритм случайного леса (для задачи регрессии) можно описать следующим образом.

1) Для каждого  $i$  ( $i = 1, 2, \dots, N$ , где  $N$  – количество деревьев в ансамбле) извлекаем бутструп-выборку (случайную подвыборку с возвращением того же объема, что и исходная обучающая выборка) и по ней строим полное дерево регрессии, рекурсивно повторяя следующие шаги для каждого терминального узла, пока не будет достигнуто минимальное количество наблюдений в нем:

- из первоначального набора  $M$  предикторов случайно выбираем  $m$  предикторов;
- из  $m$  предикторов выбираем предиктор, который обеспечивает наилучшее расщепление;
- расщепляем узел на два узла-потомка.

В результате получаем ансамбль, состоящий из  $N$  некоррелированных между собой деревьев регрессии.

2) Осуществляем агрегацию прогнозов по всем  $N$  деревьям регрессии и рассчитываем их среднее значение, которое и будет итоговым прогнозом ансамбля.

Поскольку каждая бутструп-выборка не содержит примерно 37 % наблюдений исходной обучающей выборки (выборка с возвращением: некоторые наблюдения попадают в нее несколько раз, а некоторые не попадут в нее вообще), то эти наблюдения могут быть использованы для независимой оценки ошибки прогноза. Как показывает практика, такой метод оценки качества моделей, получивший название ООВ (out-of-bag observations – наблюдения, не попавшие в выборку), в случае достаточно большого количества деревьев обладает высокой точностью. Таким образом, при использовании метода ООВ отпадает необходимость дополнительного использования кросс-проверки.

### IV. ПРИЗНАКИ МОДЕЛИ

Признаки (входные переменные, предикторы) играют ключевую роль при построении моделей прогнозирования. Критически важно, чтобы они в необходимой мере были способны объяснять влияние учитываемых факторов на величину электропотребления исследуемого объекта. Метод случайного леса относится к классу так называемых логических моделей [3], которые могут оперировать как количественными, так и качественными признаками. В настоящей работе использовались следующие признаки модели:

- качественный – номер часа (1, 2, ..., 24);
- качественный – тип дня (рабочий, выходной);
- качественный – месяц (январь, февраль, ..., декабрь);
- количественный – температура;
- количественный – средняя температура предыдущих 24 часов.

### V. ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛИ

Для построения модели КПЭ энергосистемы Республики Хакасия использовались данные по электропотреблению и влияющим факторам за период с 01.01.2012 по 29.04.2016. Данные по электропотреблению были очищены от ошибочных наблюдений (см. рис. 1). Затем 70 % наблюдений были выделены для обучения модели, а оставшиеся 30 % – для ее итогового тестирования. В ходе обучения модели случайного леса использовался метод оценки ООВ, показавший минимальную ошибку прогнозирования при использовании 927 деревьев.

С целью сравнения метода случайного леса с более традиционным методом машинного обучения для тех же данных было осуществлено построение модели КПЭ на основе метода деревьев регрессии, реализованного по алгоритму CART [6] и рассмотренного нами ранее [1].

Предварительная обработка данных, обучение моделей, вычисление прогнозов для обучающего и тестового множеств, а также все необходимые графические построения производились в статистической среде R.

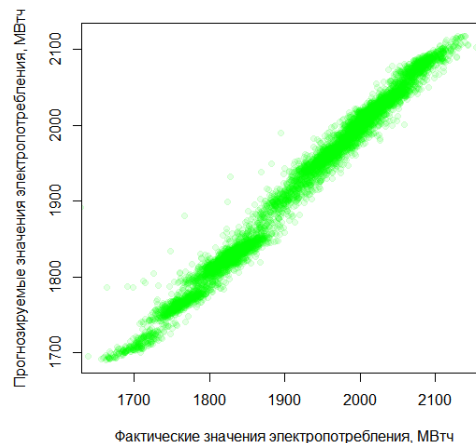


Рис. 4. Диаграмма рассеяния между фактическими и прогнозными значениями электропотребления энергосистемы Республики Хакасия для тестового множества



2 июня 2015

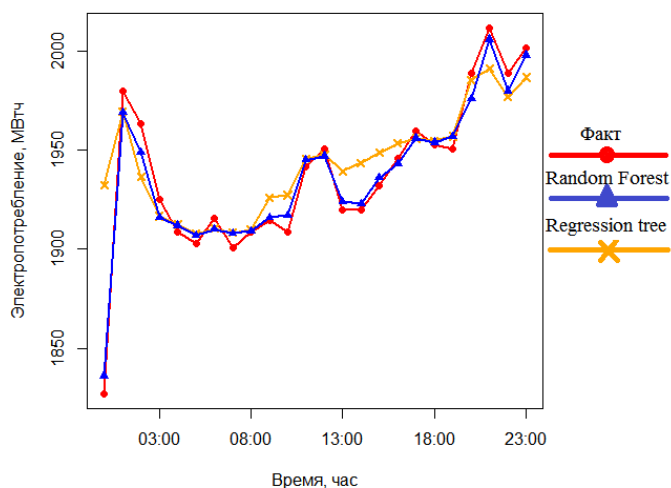


Рис. 5. Результаты КПЭ энергосистемы Республики Хакасия на тестовые сутки методами случайного леса и деревьев регрессии

## VI. РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

На рис. 4 представлена диаграмма рассеяния между фактическими значениями электропотребления энергосистемы Республики Хакасия и значениями, полученными с помощью модели случайного леса, для тестового множества. На рис. 5 приведены результаты прогнозирования электропотребления на одни из тестовых суток (02.06.2015), полученные с помощью моделей случайного леса и дерева регрессии. Для данных суток среднеабсолютная процентная ошибка (MAPE) модели случайного леса составила 1,12 % (1,78 % для всего тестового множества), модели дерева регрессии – 1,38 % (2,13 % для всего тестового множества).

Полученные результаты свидетельствуют о перспективности исследований по использованию непараметрических нелинейных методов машинного обучения для решения задачи КПЭ. При этом методы на основе ансамбля (например, метод случайного леса) позволяют осуществить более точное отображение пространства входных признаков на величину электропотребления, чем методы на основе одиночных моделей (например, метод дерева регрессии). Представляются актуальными исследования эффективности непараметрических нелинейных методов машинного обучения для решения задачи КПЭ различных объектов в сравнении с более традиционными параметрическими линейными методами (в особенности с теми, которые получили широкое распространение на объектах

электроэнергетики страны, например метод сезонных кривых [2]).

С целью повышения качества краткосрочных прогнозов электропотребления энергосистемы Республики Хакасия главным образом необходимо повышать релевантность признакового пространства модели прогнозирования. Этого можно добиться, во-первых, за счет включения в признаковое пространство модели информации, учитывающей особенности технологического процесса предприятий региона (например, за счет анализа и учета заявок на электропотребление крупных энергетических объектов), что позволит объяснить колебания промышленной нагрузки энергосистемы. Во-вторых, может быть осуществлено более «тонкое» моделирование колебаний коммунально-бытовой нагрузки за счет исследования влияния и учета в модели всевозможных дополнительных факторов (например, освещенность, режим работы системы централизованного отопления, социально значимые события и т.д.). И, в-третьих, может быть оправдано деление нагрузки энергосистемы Республики Хакасия на составляющие и моделирование их по отдельности.

Результаты проведенных исследований могут быть использованы Системным оператором ЕЭС и его подразделениями, а также участниками оптового рынка электроэнергии и мощности для решения задачи КПЭ.

## Список литературы

- [1] Валь П.В., Думаницкая А.А., Воевода А.Е. Использование деревьев регрессии для краткосрочного прогнозирования электропотребления // Электроэнергетика глазами молодежи: Труды 6-й Междунар. науч.-техн. конф. / ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина». – Иваново, 2015. – Т. 1. – С. 61–64.
- [2] Макоклюев Б.И. Анализ и планирование электропотребления. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 296 с.
- [3] Флах П. Машинное обучение. Наука и искусство построения алгоритмов, которые извлекают знания из данных / пер. с англ. А.А. Слинкина. – М.: ДМК Пресс, 2015. – 400 с.
- [4] Kuhn M., Johnson K. Applied Predictive Modeling. – Springer, 2013.
- [5] Hastie T., Tibshirani R., Friedman J. The Elements of Statistical Learning: Data Mining, Inference, and Prediction. – Second Edition. – Springer, 2009
- [6] Breiman L., Friedman J.H., Olshen R.A., Stone C.J. Classification and regression trees. – Monterey, Calif., U.S.A.: Wadsworth, Inc., 1984.
- [7] Чистяков С.П. Случайные леса: Обзор // Труды Карельского научного центра РАН. – 2013. – № 1. С. 117–136.

# Расчет установившегося режима электрической сети при подключении несинусоидальной нагрузки

О.С. Возисова, С.Н. Шелюг

ФГБОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого президента России Б.Н. Ельцина»,  
Уральский энергетический институт  
Екатеринбург, Россия  
vozisova\_olya@mail.ru, s.n.shelyug@urfu.ru

Расчет установившегося режима электроэнергетической системы является одной из основных задач, решаемых в процессе управления электроэнергетическими системами. В настоящее время достаточно хорошо разработана теория расчета установившихся режимов в условиях синусоидальности и симметричности приложенных напряжения и протекающих токов. При разработке метода расчета использовалась теория четырехполюсников с учетом квазистационарных пространственных задач электродинамики. Методом исследования при выполнении экспериментальной части являлось математическое моделирование. Показано, что учет несинусоидальности приложенных напряжений и протекающих токов оказывает заметное влияние на результаты расчета установившегося режима электрической сети. Установлено, что подключение несинусоидальной нагрузки в существующую электрическую сеть приводит к изменению режима работы синусоидальных потребителей. Проанализировано влияние искаженных токов и напряжений на параметры схемы замещения линии электропередачи. Представленный расчет установившегося режима простейшей электрической сети при подключении несинусоидального и несимметричного потребителя показывает необходимость учета указанных факторов в расчетах. Необходима разработка алгоритма расчета сложной электрической сети. Необходима разработка алгоритма оценки степени влияния подключаемой нагрузки на поведение электрической системы в целом.

*Ключевые слова:* расчет установившегося режима, нелинейные параметры, мгновенные и действующие значения гармонических величин, несинусоидальность, несимметрия, теория четырехполюсников, гармоники, высшие гармонические составляющие, поверхностный эффект.

## The calculation of the steady state electrical network with connection of nonsinusoidal load

O.S. Vozisova, S.N. Shelyug

Ural Federal University n. a. the first President of Russia B.N. Yeltsin, Ural Power Engineering Institute  
Ekaterinburg, Russian Federation  
vozisova\_olya@mail.ru, s.n.shelyug@urfu.ru

The calculation of the steady state electrical network is one of the main objectives of the power sector. At the present time is fairly well developed theory of calculation of the steady state in terms of harmonicity and symmetry of the applied voltages and flowing currents. For developing the method of calculation was used the quadripoles theory into account quasi-stationary spatial problems of electrodynamics. Research method when performing the experimental part was mathematical modeling. It is shown that the inclusion of non-sinusoidal applied voltages and currents occurring has a significant impact on the results of the calculation of the steady-state power grid. It is established that the connection is non-sinusoidal electrical current load in the network causes a change in sinusoidal mode consumers. The influence of distorted currents and voltages in the equivalent circuit parameters of the transmission line. Submitted by payment set up a simple mains mode when connecting non-sinusoidal and asymmetric consumer shows the need to consider these factors in the calculation. Necessary to develop an algorithm for calculating a complex electrical network. Necessary to develop algorithm for estimating the degree of influence on the behavior of the connected load of the electrical system as a whole.

*Keywords:* calculation of the steady state, nonlinear parameters, instantaneous, and effective values of harmonic quantities, nonsinusoidal, asymmetry, theory of two-port networks, the higher harmonic components, skin-effect.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

При решении большого числа задач в области управления электроэнергетическими системами (ЭЭС) большое внимание уделяется расчёту установившихся режимов электрической сети. Традиционные методы расчета режимов ЭЭС базируются на симметричности как нагрузок, так

и элементов электрической сети [1]. Соответственно расчет режимов базируется на однолинейном представлении трехфазных электрических цепей [2].

Исследования российских [3] и зарубежных [4] электроэнергетиков показали, что в электрических сетях возможно появление как нормальных несимметричных, так и несинусоидальных режимов. Появление таких режимов



обуславливается наличием потребителей с несимметричной и нелинейной нагрузкой, а также особенностями работы оборудования электрических сетей.

Для расчета сложносимметричных режимов трехфазных систем чаще всего применяют метод симметричных составляющих и различные его модификации [5], а также метод фазных координат [6]. Метод фазных координат развивается давно и является естественным представлением трехфазной системы. Сложности его применения связаны с учетом взаимоиндукций разных фаз друг на друга в трансформаторах и линиях. Известный метод развязки магнитосвязанных цепей [2] при практической реализации в программных средствах сталкивается с рядом затруднений, ограничивающих его применение в алгоритмах расчета режимов. В качестве полумеры довольно часто используется замена трехфазного трансформатора набором однофазных трансформаторов, а для линий электропередачи используются П-образные схемы замещения отдельных фаз, косвенно учитывающие расщепление проводов и грозозащитные тросы. Эти модели удовлетворительно работают при сравнительно несложных системах и небольших несимметриях. Но указанные методы описаны для анализа несимметричных синусоидальных режимов. Анализ же несинусоидальных режимов существенно усложняется за счет появления нелинейных взаимосвязей между параметрами режима и элементами электрической сети.

Статья посвящена адаптации алгоритма расчета установившегося режима методом фазных координат простейшей электрической сети при подключении к ней несинусоидальной и несимметричной нагрузки.

## II. ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В качестве модели была рассмотрена простейшая линия электропередачи, состоящая из двух узлов и одной линии электропередачи. Схема замещения ВЛЭП представлена на рис. 1.

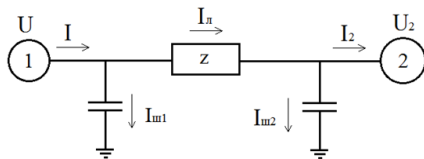


Рис. 1. Схема замещения ВЛЭП

В табл. 1 приведены параметры схемы замещения указанной ЛЭП.

Таблица I. ПАРАМЕТРЫ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ

Параметр	Значения параметров линии АС-240 длиной 50 км		Единицы измерения
	Удельное	Расчетное	
$R$	0,12	6	Ом
$X$	0,405	20,25	Ом
$B$	$2,81 \cdot 10^{-6}$	$14,05 \cdot 10^{-5}$	см

В качестве расчетного эксперимента будет выполняться расчет установившегося режима рассматриваемой линии электропередачи. В качестве исходной информации, кроме параметров схемы замещения, выступают данные о величине тока и напряжения нагрузки. Во всех приведен-

ных ниже расчетах действующее значение тока и напряжения фазных токов и напряжений совпадают. Различия моделируются искривлением формы кривой тока и напряжения нагрузки на основании измерений, проведенных на реальных электроэнергетических объектах. Во всех расчетах определялось действующее значение напряжения в балансирующем узле.

В связи с тем, что в настоящее время нет четкой формулировки понятия реактивной мощности в несинусоидальных сетях [7], расчет установившегося режима проводился в токах.

При расчете несинусоидальных установившихся режимов производилось предварительное разложение кривой тока и напряжения в ряд Фурье [8]. Выполнялся расчет методом фазных координат [6] на каждой гармонике с учетом изменения параметров схемы замещения [9]:

$$R_n = R_1 \cdot \sqrt{n}; \quad X_n = X_1 \cdot \sqrt{n}; \quad B_n = B_1 \cdot n, \quad (1)$$

где  $R_1$ ,  $X_1$  и  $B_1$  – активное и реактивное сопротивление, реактивная проводимость линии электропередачи на первой гармонике;  $n$  – порядковый номер гармоники.

Необходимо отметить, что общепринятый подход [2, 3] к расчету величины реактивного сопротивления на высших гармониках предполагает использование уравнения  $X_n = X_1 \cdot n$ . Такой подход не учитывает влияние поверхностного эффекта на величину собственной и взаимной индуктивности провода линии электропередачи, которая с ростом частоты уменьшается [9].

Разработанные в настоящее время алгоритмы расчета установившегося режима в фазных координатах базируются на теории многополюсников [10, 11]. Основной проблемой алгоритмов является учет взаимных индуктивностей между фазами линии электропередачи, а также влияние величины возвратного тока на расчет сетей с заземленной нейтралью. Решение указанных сложностей возможно за счет записи уравнений узловых напряжений для каждой фазы, а также для земли в качестве возвратного провода. Число уравнений по сравнению с симметричной и синусоидальной системой увеличивается в четыре раза, так как существует несимметрия фазных напряжений у потребителя, а также отличие от нуля напряжения нулевой точки потребителя.

На рис. 2 представлена схема замещения рассматриваемой линии электропередачи для расчета в фазных координатах. На рисунке не указаны поперечные проводимости, которые участвуют в расчете.

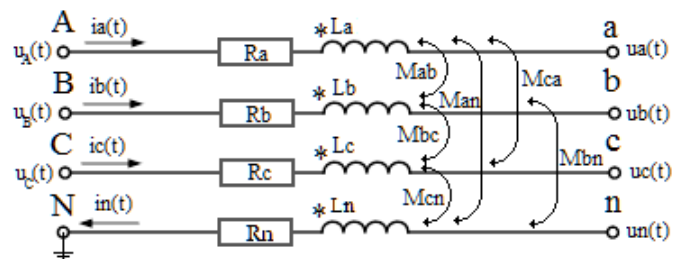


Рис. 2. Схема замещения ВЛЭП для расчета в фазных координатах

### III. КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Проводимые в последнее время исследования выявили тенденцию к ухудшению показателей качества электрической энергии [3, 4, 12 – 15]. На рис. 3 – 6 представлены осциллограммы напряжений и токов, полученные в результате измерений показателей качества электрической энергии.

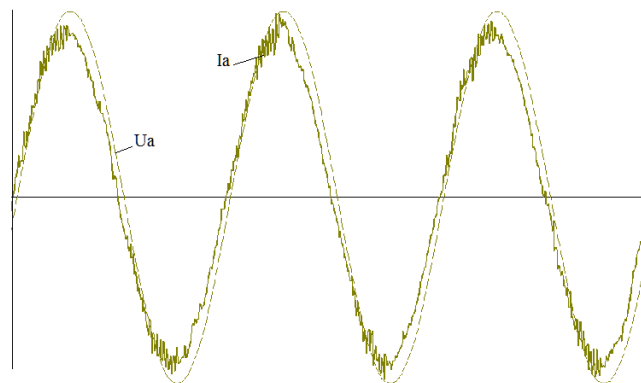


Рис. 3. Осциллограмма напряжения и тока фазы А линии 500 кВ

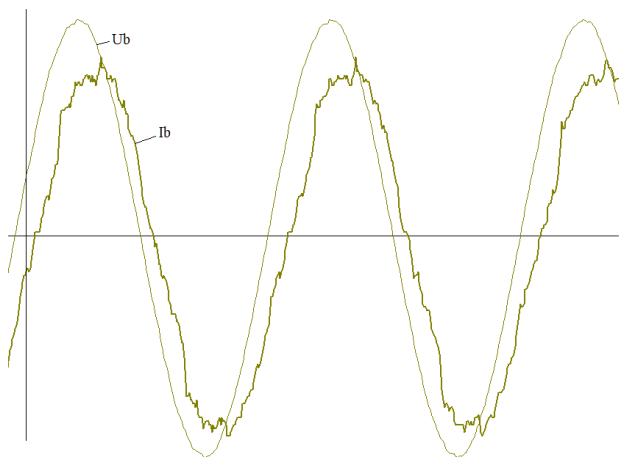


Рис. 4. Осциллограмма напряжения и тока фазы В ВЛЭП 110 кВ

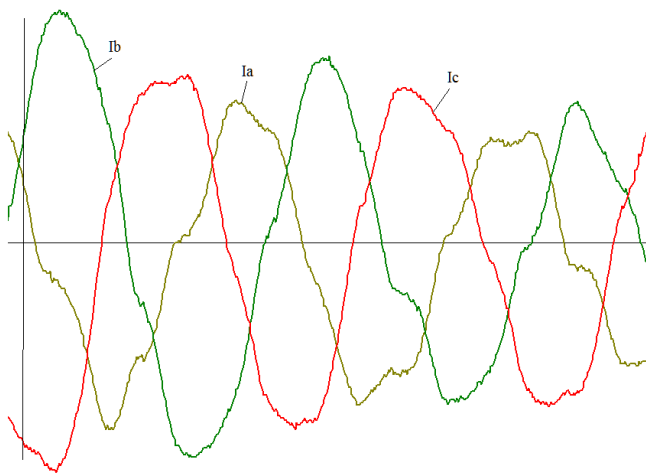


Рис. 5. Осциллограмма фазных токов линии 110 кВ, питающей металлургический комбинат

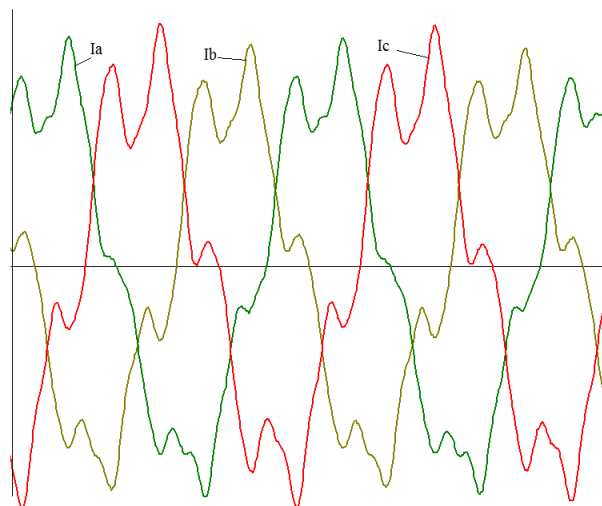


Рис. 6. Осциллограммы фазных токов линии 110 кВ, питающей промышленное предприятие

Представленные выше результаты измерений показывают, что при достаточно синусоидальном напряжении в линиях электропередачи могут протекать токи с коэффициентом искажения синусоидальности формы кривой тока до 50 %. Такие токи оказывают серьезное влияние на работоспособность электротехнического оборудования и вносят коррективы в алгоритм расчета установившегося режима электрической сети.

### IV. РАСЧЕТ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Для оценки влияния коэффициента искажения синусоидальности формы кривой протекающего тока и приложенного напряжения на результат расчета установившегося режима сравним результаты расчета напряжения базисного узла при чисто синусоидальной нагрузке и при искаженных фазных токах и напряжениях нагрузки. При этом действующие значения фазных напряжений ( $U_{\phi} = 67$  кВ) и токов ( $I_{\phi} = 200$  А) в синусоидальном и несинусоидальных режимах будут совпадать. Сделаем допущение об одинаковой степени искажения напряжений и токов по фазам.

Несинусоидальный сигнал будет разложен на гармонические составляющие [8]. Будет выполнен расчет для каждой гармоники в отдельности с последующим восстановлением результирующего сигнала.

Расчет будет проводиться методом узловых напряжений относительно точки  $N$  источника питания. Уравнения каждой гармоники будут записаны следующим образом [6]:

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 Y_{11} + \dot{U}_2 Y_{12} + \dots + \dot{U}_n Y_{1n} &= \dot{I}_{11}; \\ &\dots \\ \dot{U}_1 Y_{n1} + \dot{U}_2 Y_{n2} + \dots + \dot{U}_n Y_{nn} &= \dot{I}_{nn}, \end{aligned} \quad (2)$$

где  $Y_{kk} = Y_{wk} + \sum_{i \in k} Y_{ki}$ ;  $Y_{wk} = Y_{wka} + jY_{wkr}$  – проводимость шунта на землю в узле  $k$ ;  $Y_{wi} = Y_{wia} + jY_{wir}$  – проводимость ветви между узлами  $k$  и  $i$ ;  $\dot{I}_{kk} = \sum_{i \in k} \dot{I}_{ki} + \dot{E}_k Y_k$  – сумма токов, втекающих в узел  $k$ , сложенная с произведением.

Результаты расчетов установившихся режимов для различных вариантов токов и напряжений приведены в табл. 2.

Таблица II. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Коэффициент искажения синусоидальности, %		Напряжения балансирующего узла, кВ	
Напряжение	Ток		
0	0	A	69,15
		B	69,15
		C	69,15
1,5	5,6	A	69,23
		B	70,26
		C	70,56
1,5	15,5	A	72,13
		B	73,21
		C	72,98

Представленные результаты позволяют сделать вывод о том, что неучет искажения формы сигнала тока и напряжения в расчете установившихся режимов приводит к заметным погрешностям.

### Список литературы

- [1] Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 595 с.
- [2] Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники: Электрические цепи. – Изд-е 9, перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 640 с.
- [3] Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. – 4-е изд-е. – М.: Энергоатомиздат. – 311 с.
- [4] Arrillaga J., Watson N.R. Power System Harmonics. – Second Edition. – John Wiley and Sons Ltd, 2003. 412 p.
- [5] Fortescue C.L. Method of symmetrical coordinates applied to the solution of polyphase networks // Trans. AIEE. – 1918. – Vol. 37, Pt. II. – P. 1329–1347.
- [6] Крюков А.В., Закарюкин В.П. Моделирование электромагнитных влияний на смежные ЛЭП на основе расчета режимов энергосистемы в фазных координатах: монография. – Иркутск: Изд-во Иркут. гос. ун-та путей сообщения, 2009. – 120 с.
- [7] Sharon D. Power factor definitions and power transfer quality in nonsinusoidal situations // IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. – 1996. – Vol. 45. – P. 728–733.
- [8] Fourier J.B.J. Theorie analytique de la chaleur. – Paris, 1822.
- [9] Ollendorff F. Potentialfeld der Electrotechnik. – Berlin, 1932.
- [10] Берман А.П. Расчет несимметричных режимов электрических систем с использованием фазных координат // Электричество. – 1985. – № 12. – С. 6–12.
- [11] Гусейнов А.М. Расчет в фазных координатах несимметричных установившихся режимов в сложных системах // Электричество. – 1989. – № 8.
- [12] Рогов Г.В. Моделирование установившихся режимов электрических систем с учетом устройств симметрирования напряжения // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – 2013. – № 1(37). – С. 111–115.
- [13] Чижма С.Н. Совершенствование методов и средств контроля качества электроэнергии и составляющих мощности в электроэнергетических системах с тяговой нагрузкой: дис. ... д-ра техн. наук: 05.14.02. – Омск, 2014. – 367 с.
- [14] Акимжанова Т.Б. Разработка методики расчета добавочных потерь в воздушных линиях электропередачи и оценки их уровня в электрических сетях: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02. – Томск, 2015. – 168 с.
- [15] Плотников М.П. Моделирование несинусоидальных режимов двухцепных воздушных линий электропередачи: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02. – Братск, 2015. – 151 с.

# Исследование влияния конкретных характеристик дефицитного района энергосистемы на начальную скорость снижения частоты

Н.А. Волохов

ФГАОУ ВО «Томский политехнический университет»  
Томск, Россия

Для предотвращения недопустимого снижения частоты при больших дефицитах мощности в составе комплекса устройств автоматического ограничения снижения частоты применяется дополнительная автоматическая разгрузка. В качестве одного из возможных вариантов ввода дополнительной автоматической разгрузки в нормативных документах рекомендуется использовать начальную скорость снижения частоты. Однако начальная скорость снижения частоты может зависеть не только от величины дефицита, но и от других факторов, которые проявляются в разной степени в зависимости от конкретных характеристик дефицитного района. Оценка степени влияния этих факторов позволит выявить условия, при которых возможно использование начальной скорости снижения частоты для ввода дополнительной автоматической разгрузки.

*Ключевые слова:* автоматическое ограничение снижения частоты, скорость снижения частоты, дополнительная автоматическая разгрузка.

## Influence of energy system deficient district specific characteristics on the frequency reduction initial speed

N.A. Volohov

Tomsk Polytechnic University  
Tomsk, Russia

In order to prevent an unacceptable decrease in frequency at high capacity deficits in the automatic complex for limitation of the frequency reduce additional automatic unloading devices are used. In normative documents the initial speed of frequency reducing is recommended as one of the possible options for adding an optional automatic unloading. However, this option may depend not only on the deficit value, but also on other factors, which are in turn depending on the specific characteristics of the deficient region. Assessment of the impact of these factors will help to reveal the conditions under which use the initial speed of frequency reduction for adding the automatic unloading is possible.

*Keywords:* automatic limitation the frequency reduce, speed of frequency reduction, optional automatic unloading.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Важнейшей подсистемой комплекса противоаварийной автоматики при аварийном дефиците активной мощности в электроэнергетических системах является автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ). Требования к АОСЧ и правила организации в ЕЭС России этого вида автоматики регламентируются стандартом ОАО «СО ЕЭС» [1]. В соответствии с рекомендациями этого стандарта, а также по результатам теоретических исследований [2] и опыта эксплуатации при значительном дефиците мощности (более 45 – 50 %) основная часть комплекса АОСЧ, а именно АЧР, не во всех случаях может обеспечивать ограничение снижения частоты в допустимых пределах. В таких случаях необходимо применение дополнительной автоматической разгрузки (ДАР), которая, как известно, заключается в том, что часть потребителей отключается с упреждением, не по факту снижения частоты, а по факту возникновения возмущения, например по факту отключения линий, соединяющих дефицитный район с энергообъединением с контролем перетока активной мощности в доаварийном режиме. Возможные трудности реализации ДАР известны и заключаются в том, что на-

грузки, которые целесообразно отключать действием ДАР, могут быть удалены от места, где непосредственно фиксируется возмущение (отключение ЛЭП). В этом случае для выполнения ДАР требуется применение телеканалов, что не во всех случаях может быть реализовано.

### II. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Как альтернатива способа ввода ДАР по возмущению может быть использована начальная скорость снижения частоты [2, 3]. В простейшем представлении дефицитного района в виде сосредоточенной генерации и нагрузки имеет место следующая зависимость изменения частоты от времени при возникновении дефицита активной мощности и отсутствии быстро реализуемого резерва:

$$f(t) = f_0 - \Delta f_{\text{уст}} \left(1 - e^{-t/T_f}\right), \quad (1)$$

где  $f_0 = f_{\text{ном}}$  – начальное значение частоты, принимаемое равным номинальному значению;

$$\Delta f_{\text{уст}} = f_0 - f_{\text{уст}} = \frac{\Delta P_{\text{д}} \cdot f_0}{P_{\text{н0}} \cdot k_{\text{н}}}$$



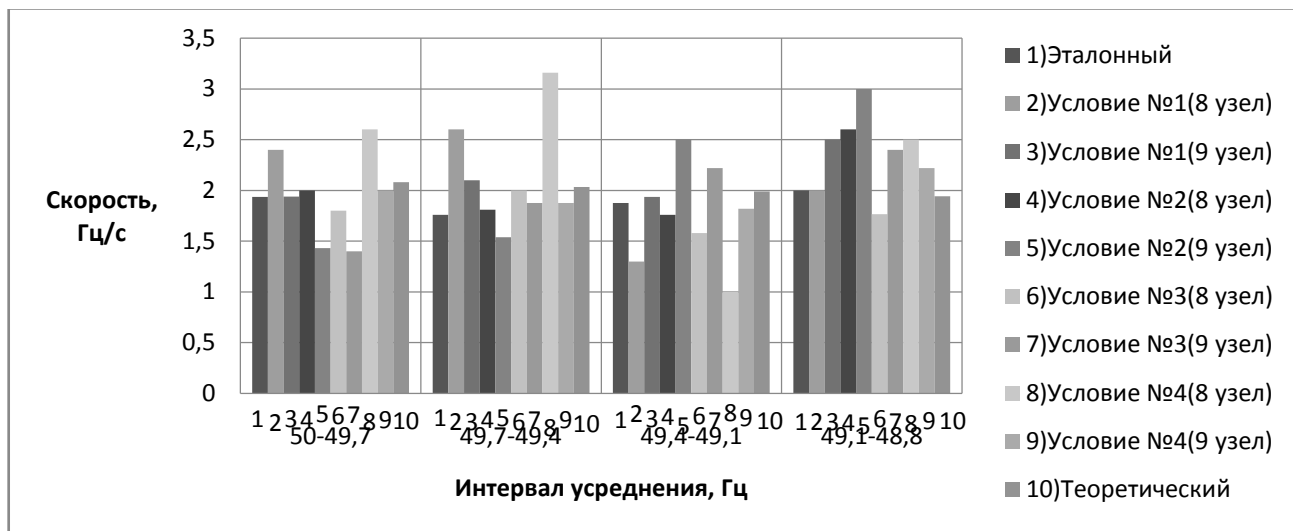


Рис. 2. Диаграмма расчетных значений скорости изменения частоты в интервале 0,3 Гц на разных участках процесса

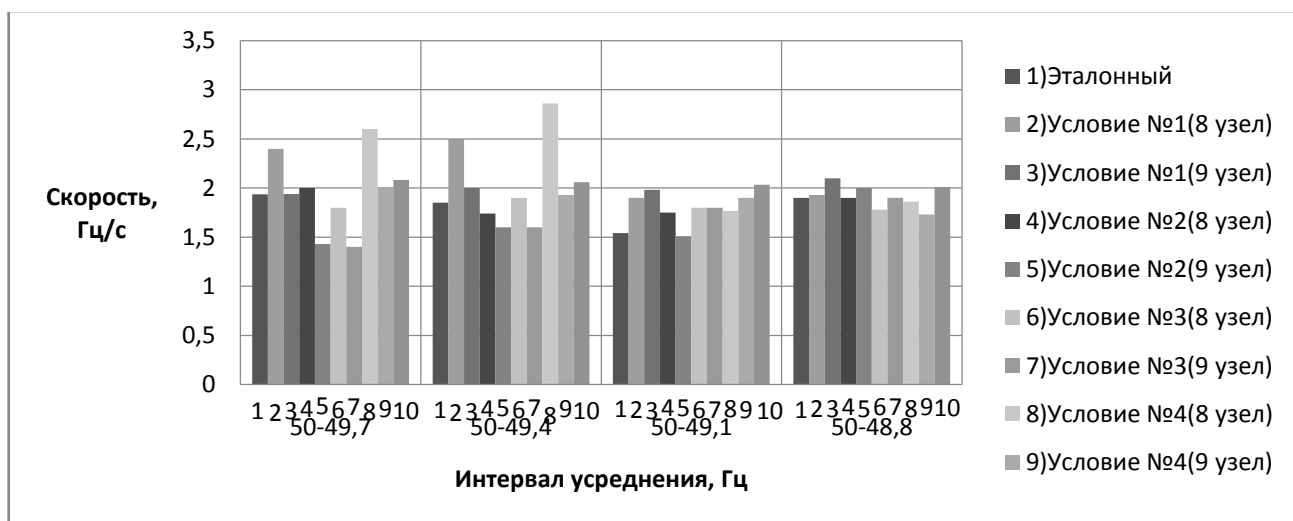


Рис. 3. Диаграмма расчетных значений скорости изменения частоты при различных интервалах усреднения

Параметры элементов схемы:

- генераторы G1 и G2 – гидроэлектростанция, генераторы G3 и G4 – тепловая электростанция;
- номинальная мощность всех генераторов –  $P_{G1-G4} = 200$  МВт, и в исходном режиме они полно-

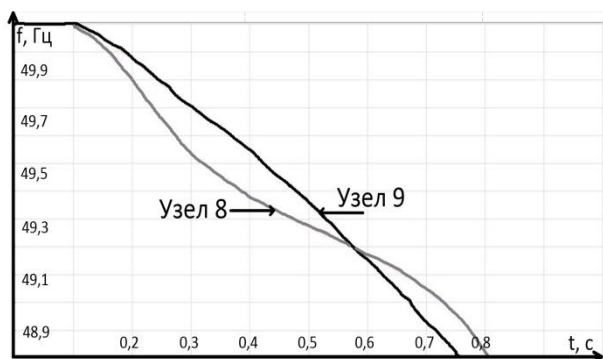


Рис. 4. Зависимость частоты от времени при условии № 2

стью загружены. Механическая постоянная времени вращающихся масс агрегата турбина-генератор варьируется в различных экспериментах от 7 до 11 с;

- в составе нагрузок в узлах 8 и 9 доля мощности асинхронных двигателей составляет 70 %, статической нагрузки – 30 %;

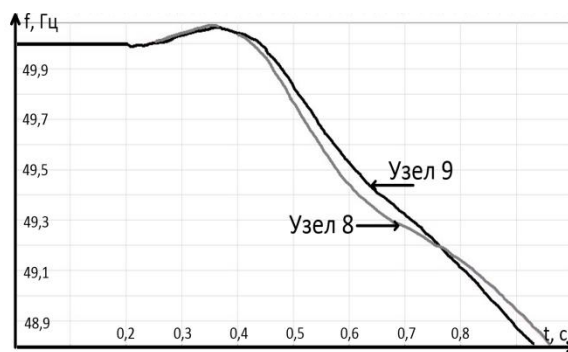


Рис. 5. Зависимость частоты от времени при отключении линии связи в результате короткого замыкания

- в составе нагрузок собственных нужд каждого блока тепловой электростанции ( $S_{с.н1} = S_{с.н2} = 8 + j6$  МВА) доля мощности асинхронных двигателей составляет 90 %;
- ЛЭП L2 8-9 длиной 100 км выполнена проводом АС 240/32 и имеет 2 цепи.

#### IV. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТОВ

Далее приведены результаты расчетных экспериментов, в каждом из которых определяется средняя скорость изменения частоты до действия первой очереди АЧР-1 в различных интервалах, каждый из которых равен 0,3 Гц (50 – 49,7; 49,7 – 49,4; 49,4 – 49,1; 49,1 – 48,8 Гц), а также в интервалах от начального значения частоты 50 Гц до значений 49,7; 49,4; 49,1; 48,8 Гц (рис. 2, 3). В каждом принятом интервале скорость изменения частоты определяется в узлах 8 и 9 при следующих исходных условиях:

1. Соотношение мощности нагрузок и генераторов в узлах 8 и 9 одинаковые, дефицит реактивной мощности отсутствует, узлы с сосредоточенной генерацией и нагрузки электрически удалены, механические постоянные времени одинаковые и равны средневзвешенному значению  $T_{jсв} = 9,225$  с.

2. Относительное соотношение нагрузки и генерации в узлах значительно различается. В расчетном районе нет дефицита реактивной мощности. Узел 8 является дефицитным, узел 9 – избыточным.

3. Те же условия, что и в п. 1, но значение механических постоянных времени вращающихся масс:  $T_{jG1} = T_{jG2} = 7,05$  с,  $T_{jG3} = T_{jG4} = 11,4$  с.

4. Те же условия, что и в п. 1, но имеет место дефицит реактивной мощности.

В качестве эталонного эксперимента, с которым сопоставляются скорости снижения частоты, принимается процесс при условиях, когда влияние перечисленных выше факторов минимально (отключение линии без короткого замыкания), все генераторы и нагрузка сосредоточены в электрически близких узлах и отсутствует дефицит реактивной мощности. Также измеренное значение частоты сопоставляется с идеальным расчетным значением по (2). На рис. 4 в качестве примера приведены графики зависимости изменения частоты от времени в диапазоне 50 – 48,8 Гц для условий № 2 в узлах 8 и 9. Как видно, имеет место существенное различие процессов изменения частоты, измеренной в различных узлах энергорайона. Это объясняется тем, что начальный наброс мощности на генераторах электростанций определяется распределением изменения мощности на стадии электромагнитного переходного процесса. Наброс этот больше в том узле, который ближе расположен к месту возмущения (к отключенной линии), если при этом относительный дефицит в этом узле больше, чем в удаленном, то это разница в скорости становится ещё больше.

Важно и то, что на скорость изменения частоты на разных участках процесса оказывает влияние взаимное качание роторов генераторов электрически удаленных друг от друга электростанций.

Скорость изменения частоты на одинаковых интервалах (0,3 Гц) на разных участках процесса может значительно отличаться от эталонного и теоретических процессов. Это иллюстрируется на диаграмме, приведенной на рис. 2.

Значительно лучшие результаты даёт измерение скорости на больших интервалах от исходного значения частоты до частоты срабатывания первой очереди АЧР-1. Полное использование этого интервала от исходной частоты даёт расчётные значения, близкие к теоретическим, и поэтому может достаточно точно характеризовать дефицит мощности.

Особые условия имеют место в случае, когда линия связи с системой отключается в результате короткого замыкания вблизи одной из электростанций дефицитного района. Процесс изменения частоты для такого случая иллюстрируется на рис. 5. Роторы генераторов за время существования короткого замыкания ускоряются настолько, что в начальной стадии процесса частота даже несколько увеличивается. Средняя скорость, вычисленная в интервале 50 – 48,8 Гц, составляет 1,47 Гц/с, что существенно меньше значения, полученного теоретически.

#### V. ВЫВОД

Начальная скорость изменения частоты при отделении дефицитного района от энергообъединения определяется не только значением относительного дефицита, но и рядом других факторов. В частности, при неравномерном распределении генерации и нагрузки в узлах дефицитного района скорость изменения частоты различается в разных точках сети. Из-за взаимного качания роторов генераторов скорость сильно зависит от интервала частот, в котором она вычисляется. Удовлетворительное совпадение измеренного значения скорости изменения частоты со значением, характеризующим дефицит мощности, получается при ее усреднении за интервал от исходного значения до частоты срабатывания первой очереди АЧР-1.

#### Список литературы

- [1] СО СТО 59012820.29.240.008-2008. Стандарт организации. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. – М., 2008. – 62 с.
- [2] Рабинович Р.С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. – Энергоатомиздат, 1989.
- [3] Лытаев А.И. К вопросу о применении устройств АЧР, реагирующих на производную частоты по времени // Средства противоаварийной автоматике энергосистем. – М.: Энергия, 1964. – С. 125–131.
- [4] Павлов Г.М., Меркурьев Г.В. Автоматика энергосистем. – 2001.



# Влияние несинусоидального тока на активное и индуктивное сопротивление провода

О.А. Волынцева, С.Н. Шелюг

ФГБОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого президента России Б.Н. Ельцина»  
Уральский энергетический институт  
Екатеринбург, Россия  
olga\_volyne@mail.ru, s.n.shelyug@urfu.ru

Принято считать, что при протекании по проводу токов высших гармоник происходит увеличение активного сопротивления за счет поверхностного эффекта. Активное сопротивление растёт пропорционально корню из номера гармоники. Индуктивное сопротивление провода увеличивается пропорционально номеру гармоники. Решая уравнения Максвелла для круглого цилиндрического проводника, можно показать, что внутренняя индуктивность провода зависит от частоты, причем при увеличении частоты индуктивность падает. Следовательно, скорость роста индуктивного сопротивления провода не пропорциональна номеру гармоники. Необходимость использования разложения несинусоидальных величин в ряд Фурье для расчета электрических режимов обусловлена тем, что отсутствуют зависимости параметров схемы замещения элементов электрической сети от формы кривых приложенных напряжений и протекающих токов. При исследовании использовалась теория квазистационарных пространственных задач электродинамики в части использования уравнений Максвелла для круглых цилиндрических проводников. Необходимо дальнейшее исследование влияния несинусоидальных токов на величину индуктивного сопротивления линии электропередачи, так как она состоит из собственной индуктивности проводов и взаимной индуктивности фаз.

*Ключевые слова:* уравнения Максвелла, нелинейные параметры, мгновенные и действующие значения гармонических величин, несинусоидальность, активное сопротивление, индуктивность, индуктивное сопротивление, гармоники, высшие гармонические составляющие, поверхностный эффект.

## The influence of non-sinusoidal current on the active and inductive resistance of the wires

O.A. Volynceva, S.N. Shelyug

Ural Federal University, Ural Power Engineering Institute  
Yekaterinburg, Russian Federation  
olga\_volyne@mail.ru, s.n.shelyug@urfu.ru

It is considered that during the flow through the electric wire harmonic currents, there is an increase in active resistance due to the surface effect. The resistance increases proportionally to the square root of the number of harmonics. The inductive reactance of the wires increases in proportion of the ordinal number of harmonics. By solving Maxwell's equations for a cylindrical conductor, it can be shown that the internal inductance of a wire depends on the frequency, and with increasing frequency the inductance drops. Consequently, the growth rate of the inductive reactance of the wire is not proportional to the ordinal number of harmonics. The need to use the decomposition of the non-sinusoidal quantities in the Fourier series for the calculation of electric modes, due to the fact that there is no dependence of the parameters of equivalent circuit of electric network elements from the waveforms of the applied voltages and flowing currents. For the study the theory of quasi-stationary spatial problems of electrodynamics was used in terms of Maxwell's equations for circular cylindrical conductors. It is necessary to further study the effect of non-sinusoidal currents on the magnitude of the inductive reactance of a transmission line, because it consists of self-inductance of wires and the mutual inductance of the phases.

*Keywords:* Maxwell's equations, nonlinear parameters, instantaneous and RMS values of the harmonic, not sinusoidal, resistance, inductance, inductive reactance, harmonics, higher harmonic components, skin effect.

### I. ВВЕДЕНИЕ

Известно, что если в однородном проводнике протекает постоянный ток, то плотность тока одинакова в разных точках сечения проводника. Иное наблюдается при переменном токе. Плотность тока оказывается не одинаковой по сечению: она наибольшая на поверхности и наименьшая на оси проводника. Эта неравномерность тем больше, чем толще проводник и чем больше частота переменного тока, и при очень больших частотах ток практически существует только в тонком поверхностном слое – так называемый поверхностный эффект. Указанное явление объясняется возникновением вихревого электрического поля

электромагнитной индукции. Изучение явления поверхностного эффекта было описано в [1, 2]. В указанных работах исследования поверхностного эффекта велись в цилиндрических координатах с использованием уравнений Максвелла. В дальнейшем описание скин-эффекта было включено в учебники по электротехнике [3, 4], в которых был formalized вывод соответствующих уравнений.

### II. ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ

Получим зависимость распределения плотности тока по сечению проводника от частоты протекающего тока координатах  $r, \varphi, z$ . Примем в рассуждениях, что на внешней поверхности проводника  $r = r_0$ , а  $\gamma$  – проводимость

проводника и  $\mu$  – магнитная проницаемость известны. Используя уравнения Максвелла и электромагнитной индукции, получаем уравнения для напряженности магнитного поля  $H_\phi$  и напряженности электрического поля  $E_z$  круглого цилиндрического проводника:

$$\gamma \cdot E_z = \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} r \cdot H_\phi; \quad \frac{\partial E_z}{\partial r} = \mu \cdot \frac{\partial H_\phi}{\partial t}. \quad (1)$$

В результате решения уравнений в условиях протекающего синусоидального тока, с учетом применения функции Бесселя нулевого порядка относительно аргумента  $pr$ , для напряженности электрического поля и для плотности тока соответственно получаем:

$$\tilde{E}_z = \frac{\dot{I}_p}{2 \cdot \pi \cdot \gamma \cdot r_0} \cdot \frac{J_0(pr)}{J_1(pr_0)} \cdot e^{j \cdot \omega t}; \quad (2)$$

$$\tilde{J}_z = \frac{\dot{I}_p}{2 \cdot \pi \cdot r_0} \cdot \frac{J_0(pr)}{J_1(pr_0)} \cdot e^{j \cdot \omega t}. \quad (3)$$

Из уравнения для плотности тока получаем, что при высоких частотах происходит экспоненциальное уменьшение плотности тока от поверхности к оси проводника, а при низких частотах распределение тока такое же, как и при постоянном токе. При экспоненциальном законе убывания плотности тока глубину проникновения  $\delta$  (уменьшение напряженности электрического поля в  $e$  раз) можно определить:

$$\delta = \frac{1}{\sqrt{f \cdot \pi \cdot \mu \cdot \gamma}}. \quad (4)$$

### III. СОПРОТИВЛЕНИЕ ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ ПРОВОДНИКОВ

Полное сопротивление провода линии электропередачи с учетом (1) – (3) может быть записано как [4]:

$$R + j\omega L = \frac{\dot{E}(r_0) \cdot l}{\dot{I}} = \frac{p \cdot l}{2 \cdot \pi \cdot r_0 \cdot \gamma} \cdot \frac{J_0(pr)}{J_1(pr_0)}. \quad (5)$$

Разделив полное сопротивление на сопротивление провода постоянному току  $R_0 = \frac{l}{\pi \cdot r_0^2 \cdot \gamma}$ , получим:

$$\frac{R + j\omega L}{R_0} = \frac{p \cdot r_0}{2} \cdot \frac{J_0(pr)}{J_1(pr_0)}. \quad (6)$$

Правая часть уравнения (6) выражается функцией Бесселя в виде ряда до четвертой степени включительно относительно  $pr_0$ . В результате при очень низких частотах (меньше промышленной частоты) активное сопротивление практически не изменяется, а внутреннее индуктивное сопротивление провода равно 0.

Дальнейший анализ уравнения (6) для низких частот (слабо выраженный поверхностный эффект) позволяет записать уравнение для активного сопротивления:

$$\frac{R}{R_0} \approx 1 + \frac{1}{3} \cdot \left( \frac{r_0}{2 \cdot \delta} \right)^2, \quad (7)$$

и для индуктивного сопротивления:

$$\frac{\omega L}{R_0} \approx \left( \frac{r_0}{2 \cdot \delta} \right)^2. \quad (8)$$

При высоких частотах (сильно выраженный поверхностный эффект) используется экспоненциальное прибли-

жение для функции Бесселя. В результате преобразования получаем уравнения для активного и реактивного сопротивления провода соответственно:

$$\frac{R}{R_0} \approx \frac{r_0}{2 \cdot \delta}; \quad \frac{\omega L}{R_0} \approx \frac{r_0}{2 \cdot \delta}. \quad (9)$$

Необходимо учесть, что для анализа несинусоидальных режимов электрических сетей используется методика представления несинусоидального сигнала суммой синусоидальных с частотами, кратными частоте промышленного сигнала (разложение на гармонические составляющие). Методика предложена Жаном Батистом Жозефом Фурье (1768 – 1830 гг.) в [5]. Применительно к электрическим сетям развитие теории гармонического анализа началось в 1920 – 30-х гг. [6, 7]. В это время были обнаружены искажения формы кривой, обусловленные статическими преобразователями [8].

В [9] представлена зависимость коэффициента увеличения величины активного сопротивления провода от номера гармоники (получена на основании вышеприведенного анализа):

$$k_{Rn} = \begin{cases} 1 + \frac{x^4}{3} & \text{при } x \leq 1; \\ x + 0,25 + \frac{0,47}{x} & \text{при } x \geq 1 \end{cases} \quad (10)$$

при  $x = 0,4 \cdot \sqrt{n/R_1}$ , где  $n$  – номер гармоники,  $R_1$  – активное сопротивление провода на промышленной частоте.

Широкое распространение получило более простое уравнение расчета активного сопротивления провода на частоте  $n$ -й гармоники [9]:

$$R_n = R_1 \cdot \sqrt{n}. \quad (11)$$

Общепринятое уравнение индуктивного сопротивления  $X_L = \omega \cdot L$  позволяет сделать заключение о том, что при увеличении частоты в  $n$  раз оно растет также в  $n$  раз. Из (9) следует, что индуктивное сопротивление провода растет при увеличении частоты с такой же скоростью, что и активное сопротивление. Указанная особенность обусловлена тем, что при влиянии поверхностного эффекта происходит снижение собственной индуктивности провода.

### IV. ВЫВОДЫ

Показано, что активное и реактивное сопротивление провода меняется с одинаковой скоростью при увеличении частоты протекающего тока из-за влияния поверхностного эффекта.

### Список литературы

- [1] Ollendorff F. Potentialfield der Electrotechnik. – Berlin, 1932.
- [2] Carson J.R. Wave propagation in overhead with ground return // The Bell System Technical J. – 1926. – Vol. 5. – P. 539.
- [3] Черданцев И.А. Теория переменных токов. – изд-е 3-е, перераб. – М.: Энергоиздат, 1932. – 500 с.
- [4] Шимони К. Теоертическая электротехника. – М.: Мир, 1964. – 776 с.
- [5] Fourier J.B.J. Theorie analytique de la chaleur. – Paris, 1822.
- [6] Rissik H. The memory are current convertor. – London: Pitman, 1935.
- [7] Read J.C. The calculation of rectifier and invertor performance characteristics // J. IEE, P. II. – 1945. – Vol. 92.
- [8] Arrillaga J., Watson N.R. Power System Harmonics. – Second Edition. – John Wiley and Sons Ltd, 2003. – 412 p.
- [9] Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. – 4-е изд-е. М.: Энергоатомиздат. – 311 с.

# Определение мест размыкания распределительных электрических сетей в задаче повышения надежности электроснабжения потребителей

В.Ю. Вуколов  
НГТУ им. Р.Е. Алексеева  
Нижний Новгород, Россия  
Vvucolov@mail.ru

Рассматриваются методы определения мест размыкания в электрических сетях. На их основе строится алгоритм, позволяющий автоматически управлять конфигурацией сети. Сущность данного алгоритма сводится к построению всевозможных деревьев, содержащихся в графе электрической схемы сети, после чего проводится расчет каждого варианта схемы и на основании таких критериев, как потери в линиях, остаточное напряжение на шинах, пропускная способность линий выбирается оптимальный вариант конфигурации сети, который можно использовать при проектировании сети или при возникновении аварийных ситуаций.

*Ключевые слова:* алгоритм, точка деления сети, режимы работы сети, оптимальный режим, потери, циклический граф, дерево графов.

## The determination of disconnection places of electric distribution networks in the task of improving the consumer power supply reliability

Vladimir Vukolov  
Nizhny Novgorod State Technical University  
Nizhny Novgorod, Russian Federation  
Vvucolov@mail.ru

This paper deals with methods for determining the locations of division in the electrical networks. The algorithm is based on a network of division methods. This makes it possible automatically manage the network configuration. The essence of this algorithm is reduces to the construction of all possible of trees contained in the graph electrical circuit network. After that, the algorithm carries out the calculation for each variant of scheme and selects the optimum network configuration that can be used in the design of the network, or in case of emergencies. The algorithm works on the basis of criteria such as loss of lines, residual voltage on buses, bandwidth of transmission lines and cable lines.

*Keywords:* algorithm, point of division network, network modes, optimum mode, losses, cyclic graph, tree of graphs.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Важнейшими показателями любой электрической сети является ее экономическая эффективность и обеспечение надежности электроснабжения потребителей. Весомым показателем экономической эффективности является уровень потерь электроэнергии при ее передаче, зависящий от конфигурации сети, а также схемных и режимных параметров системы электропередачи

К настоящему времени около 70 % воздушных линий (1500 тыс. км) и трансформаторных подстанций 6 – 35 кВ (500 тыс. шт.) отработали свой нормативный срок. В текущей ситуации это приводит к резкому снижению надежности электроснабжения потребителей ввиду роста отказов элементов электрических сетей. Существующая статистика наблюдений за объектами электросетевого хозяйства фиксирует увеличение неплановых отключений потребителей при изменении погодных условий, что подтверждает неудовлетворительное состояние оборудова-

ния, находящегося в эксплуатации. Снижение надежности электроснабжения приводит также к росту потерь электрической энергии. Так, в распределительных сетях их относительная величина достигла 14 %, а в ряде энергосистем – 15 % и более.

Следовательно, требуется разработка таких мероприятий по увеличению надежности распределительных электрических сетей, которые позволят при минимальных затратах обеспечить снижение неплановых отключений потребителей, уменьшить время восстановления электроснабжения после аварий и снизить интенсивность отказов электрооборудования.

### II. ОСНОВЫ ПОСТРОЕНИЯ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ КОНФИГУРАЦИЕЙ И РЕЖИМОМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

В работе ставится задача по разработке универсальных методов оптимизации мест размыкания распределительных электрических сетей с применением блоков синхро-

низированных измерений (PMU). Использование этих устройств позволяет рассматривать динамические процессы изменения нагрузок и перетоков мощности в элементах распределительных электрических сетей и формировать автоматизированную систему управления коммутационной аппаратурой.

Система управления режимом распределительной сети позволяет решить следующие задачи.

1. Повышение эффективности электропередачи в нормальном режиме сети путем снижения потерь электроэнергии.

2. Повышение надежности электроснабжения конечных потребителей, а именно:

– снижение интенсивности отказов за счет оптимизации мест размыкания;

– снижение времени восстановления путем применения более точных методов определения мест повреждения (ОМП) и уточнения зоны обхода линий электропередачи (ЛЭП).

3. Контроль основных параметров режима в ключевых узлах и ветвях сети с целью недопущения аварийных режимов.

4. Поэтапное восстановление сети после нарушения электроснабжения и отключения поврежденных элементов с контролем допустимых величин токов и напряжений синхронизированными измерениями устройств PMU.

Повышение эффективности электропередачи достигается путем выбора оптимальной конфигурации сети, соответствующей минимуму нагрузочных потерь. Однако такая конфигурация в общем случае не соответствует минимуму параметра потока отказов сети в целом и не обеспечивает максимальную надежность электроснабжения потребителей. Таким образом, при оптимизации мест размыкания необходимо одновременно учитывать и первую, и вторую задачи системы управления [1].

В распределительной сети, оборудованной устройствами автоматического управления, позволяющими осуществлять дистанционное управление положением коммутационных аппаратов, изменение конфигурации как в нормальном, так и в аварийном режиме, после срабатывания устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), а соответственно, и время восстановления электроснабжения потребителей занимает не более нескольких десятков секунд, что полностью отвечает требованиям второй и третьей категорий надежности по ПУЭ. Для потребителей первой категории обеспечивается автоматический ввод резерва (не более нескольких секунд), после чего реализуется переключение на оптимальную конфигурацию схемы внешнего электроснабжения. Возможный ущерб территориальной сетевой организации (ТСО) в этом случае будет минимальным и не требует дополнительной оценки.

Таким образом, задача оптимизации мест размыкания в таких сетях должна быть решена по критерию минимума нагрузочных потерь [2]. Оборудование ключевых точек сети устройствами PMU позволит обеспечить синхронизированный контроль токов и напряжений, на основе значений которых целесообразно производить переключения в сети при изменении нагрузок узлов.

При проведении расчетов в режиме максимальных нагрузок для оптимизации мест размыкания необходимо

контролировать соответствие величин токов в ветвях предельно допустимым значениям по условиям нагрева и напряжения в точках разграничения границ балансовой принадлежности между потребителями и ТСО, определенным ГОСТом [3]. В этом заключается третья задача системы управления – исключение недопустимых длительных режимов сети.

Однако анализ только установившихся режимов является недостаточным для обеспечения качества электроэнергии и надежности электроснабжения потребителей. Опыт эксплуатации распределительных сетей Нижегородской области показал, что при оптимизации мест размыкания в нормальном режиме, а также выборе оптимальной конфигурации сети в послеаварийных и ремонтных режимах необходимо учитывать броски рабочего тока при коммутациях. Этому отвечает четвертая задача системы управления.

Проблема бросков тока при переключении коммутационной аппаратуры возникает в сетях, оборудованных устройствами автоматического управления. При изменении конфигурации сети под нагрузкой и переходе от одного установившегося режима к другому в начальный момент времени величины тока могут выходить за допустимые пределы, что приводит к ложному срабатыванию устройств РЗА. Кроме того, возникающие перенапряжения могут превышать пороговые значения. Для исключения подобных ситуаций предлагается использовать имитационное моделирование исследуемой электрической сети с применением программных комплексов, например MatLAB Simulink или PScad. Поочередным переключением коммутационной аппаратуры и снятием осциллограмм токов и напряжений в основных элементах эквивалентной модели получаем характеристики нормального переходного процесса, анализ которых позволит исключить варианты конфигураций сети, не отвечающие требованиям надежности.

Еще одним преимуществом использования устройств PMU является возможность реализовать систему диагностики состояния основных элементов электрической сети [4]. Измерение, фиксация и контроль токов и напряжений на разных участках схемы в нормальном режиме позволяют не допустить появления непредусмотренного расчетом состояния системы, а также реализовать функцию определения мест повреждения (ОМП) на линиях электропередачи [5] по параметрам аварийного режима в случае нарушения ее нормальной работы. ОМП позволяет сократить зону обхода линий, что приводит к снижению времени восстановления и повышению надежности и эффективности электроснабжения конечных потребителей [6].

### III. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ АЛГОРИТМ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВОЗМОЖНЫХ КОНФИГУРАЦИЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

На основании вышепоставленных задач разработан алгоритм и написана программа определения возможных конфигураций распределительной сети. Итогом ее работы является вывод таблицы, в которой указаны все возможные деревья графа сети, соответствующие разомкнутому режиму работы.

Алгоритм поиска всех неповторяющихся основных деревьев графа состоит из двух частей. Первая представляет собой процедуру, которая необходима для ввода исходной информации: количества узлов и количества ветвей, а также для ввода исследуемого графа (рис. 1). Вторая часть состоит из рекурсивной функции, которая ведет поиск всевозможных деревьев в графе (рис. 2, 3).

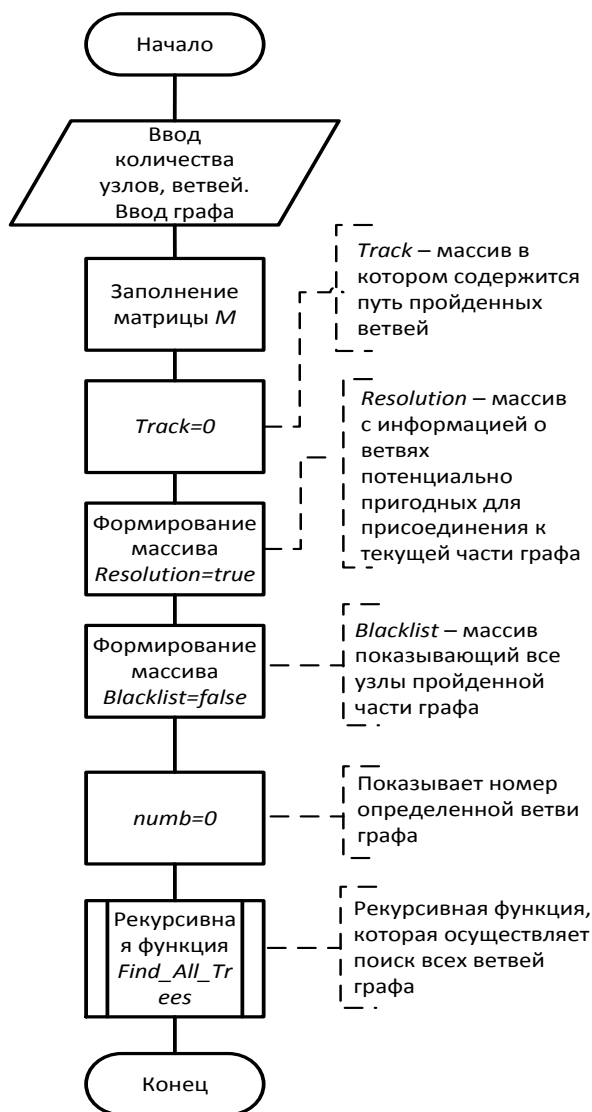


Рис. 1. Блок-схема процедуры ввода исходных данных о графе

Алгоритм работы поиска всех остовных деревьев графа работает следующим образом:

1. Сначала осуществляется ввод данных: указывается количество ветвей и узлов; вводится циклический граф, в котором указывается номер ветви, а также начало и конец ветви, соединяющей две вершины графа.

2. На основе введенных данных о графе формируется матрица инцидентности  $M$ . В дальнейшем она будет использоваться в функции, которая осуществляет поиск всех деревьев графа.

3. Формируются вспомогательные матрицы, необходимые для отслеживания работы функции, – матрицы, которые хранят в себе данные о пройденном пути алгоритма по заданному графу; содержат информацию о ветвях, которые можно присоединить к рассматриваемой части графа, а также о пройденных узлах. В данной процедуре выше описанным массивам и переменным присваивается исходное состояние.

4. Данные, полученные в п. 3, отправляются в рекурсивную функцию, которая ищет все деревья графа.

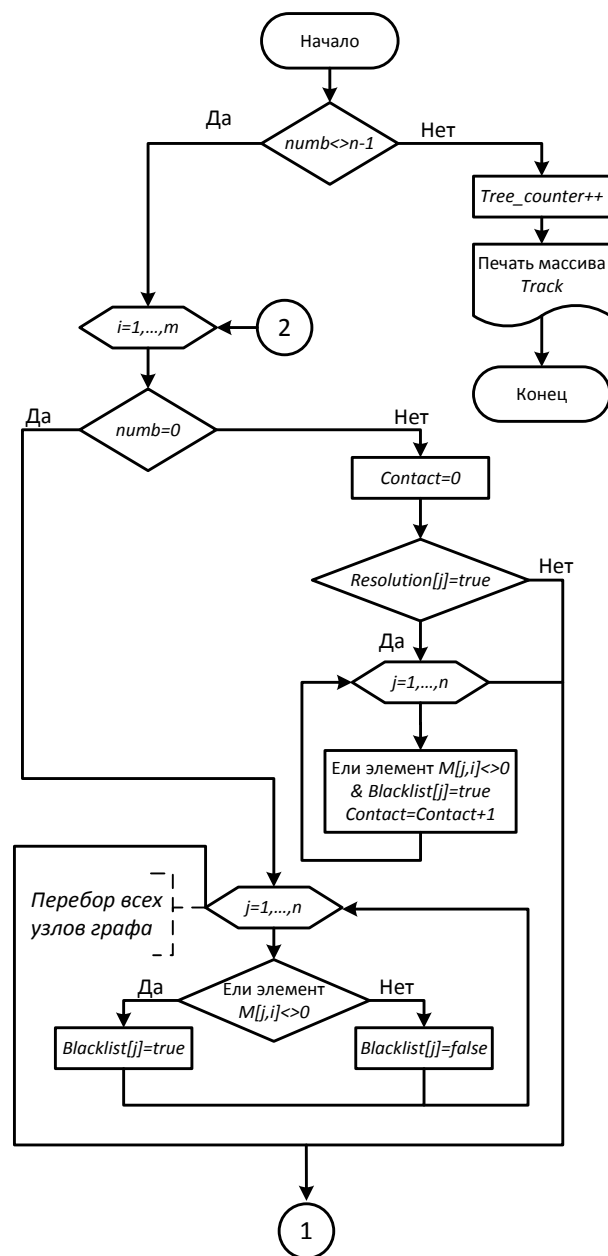


Рис. 2. Блок-схема функции поиска всех остовных деревьев графа ввода данных (начало)

#### IV. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ КОНФИГУРАЦИЕЙ И РЕЖИМОМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НА ОСНОВЕ PMU

Работоспособность программы проверена на модели, имитирующей участок Кстовских электрических сетей, выполненной в программе MatLab средствами библиотеки Simulink. Так, на настоящий момент в распределительных электрических сетях рассматриваемого района, состоящих из 200 км линий электропередачи 6–35 кВ и 150 подстанций, осуществляющих электроснабжение потребителей преимущественно второй и третьей категории, за год происходит в среднем 17 отказов, среднее время восстановления электроснабжения после отключения составляет 1 ч; время обнаружения места повреждения и устранение на ЛЭП составляет от 6 до 24 ч.

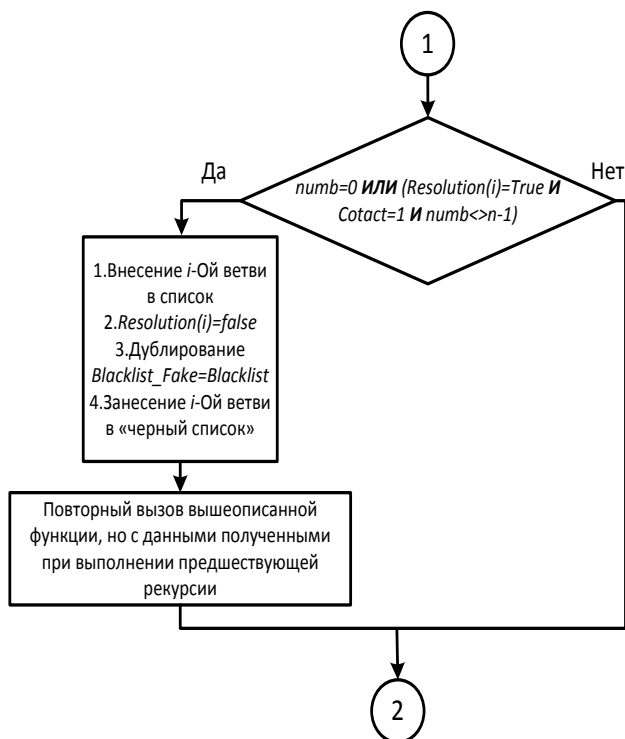


Рис. 3. Блок-схема функции поиска всех остовных деревьев графа ввода данных (окончание)

По результатам моделирования в среде анализируются таблицы с полученными значениями токов, протекающих в соответствующих линиях; анализируются напряжения в узлах сетевого района; рассчитываются потери в ЛЭП и принимается наиболее оптимальная конфигурация режима работы сети.

Внедрение предлагаемого алгоритма в программно-аппаратный комплекс автоматизированного управления конфигурацией распределительной сети с применением РМУ, согласно проведенным расчетам, позволит сократить число отключений на 20-25 %, снизить время восстановления электроснабжения потребителей за счет

автоматических дистанционных переключений в сети до 1 мин, сократить зону обхода ЛЭП для определения повреждения не менее чем в 2 раза. Кроме того, использование предложенного подхода управления конфигурацией и режимом позволяет снизить потери электроэнергии на 15-20 %.

## V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанный алгоритм определения оптимального места размыкания распределительной сети 6–35 кВ для автоматизированных систем управления конфигурацией и режимом распределительных электрических сетей на основе РМУ позволяет добиться быстродействующего изменения потоков мощности сети 6 – 10 – 35 кВ в условиях изменения нагрузки потребителей или аварийных отключений отдельных элементов.

## Список литературы

- [1] Вуколов В.Ю. Повышение эффективности передачи электроэнергии в распределительных сетях. Ч. 1. / В.Ю. Вуколов, А.Л. Куликов, Б.В. Папков. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2013. – 72 с. (Библиотечка электротехника; № 11).
- [2] Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
- [3] ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2014. – 20 с.
- [4] Possemato F. On the impact of topological properties of smart grids in power losses optimization problems / F. Possemato, M Paschero, L. Livi, A. Rizzi, A. Sadeghian // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. – 2016. – Vol. 78. – P. 755–764.
- [5] Куликов А.Л. Моделирование волновых процессов на линиях электропередачи для повышения точности определения места повреждения (статья) / А.Л. Куликов, В.Ф. Лачугин, В.В. Ананьев, В.Ю. Вуколов, П.С. Платонов // Электрические станции. – 2015. – № 7. С. 45–53.
- [6] Sabonnadiere J.CI. Smart Grids: les reseaux elec-triques intelligents / J.CI. Sabonnadiere, N. Hadjsaid // Hermes. – 2012. – P. 380.

# Применение имитационного моделирования для расчета коэффициентов гармонических составляющих тока и напряжения при питании нелинейных нагрузок от источников энергии различной мощности

А.В. Вязников<sup>1</sup>, Ю.В. Сербин<sup>2</sup>, В.Н. Панасюк<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Военный институт (Инженерно-технический) ВА МТО

<sup>2</sup>ОАО «Авангард»

Санкт-Петербург, Россия

andrei-vyaznikov@yandex.ru

В настоящее время в различных отраслях народного хозяйства имеет место тенденция к увеличению удельной мощности электроприемников с нелинейными вольт-амперными характеристиками, обусловленная развитием силовой преобразовательной техники. Нелинейная нагрузка, потребляя из питающей сети несинусоидальный ток, ухудшает коэффициент мощности, что может стать причиной перегрузки систем электроснабжения, а также негативно влияет на показатели качества электроэнергии на зажимах источника в части, касающейся несинусоидальности напряжения, что, в свою очередь, приводит к ряду нежелательных последствий. Поэтому при вводе на объектах оборудования с нелинейными вольт-амперными характеристиками необходимо заблаговременно оценивать уровень искажения тока и напряжения. В этой связи видится актуальной задача создания методики расчета коэффициентов гармонических составляющих в узлах нагрузок. Исследование коэффициентов гармонических составляющих тока и напряжения проведено посредством имитационного моделирования в системе MatLab. Выбор структуры и параметров моделей осуществлен на основе анализа промышленных образцов преобразовательной техники. На основе вычислительных экспериментов получены зависимости коэффициентов гармонических составляющих от мощности источника питания. Результаты исследования могут быть применены при оценке влияния нелинейных нагрузок на показатели качества электрической энергии в точках общего присоединения, а также для выбора параметров устройств компенсации высших гармоник.

*Ключевые слова: высшие гармоники, качество электрической энергии, расчет коэффициентов гармонических составляющих.*

## Application of imitating modelling for calculation of current and voltage harmonics coefficient when nonlinear loadings are fed from various power sources

A.V. Vyaznikov<sup>1</sup>, Yu.V. Serbin<sup>2</sup>, V.N. Panasyuk<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Military technical Institute of Military Academy of logistics

<sup>2</sup>JSC «Avangard»

St. Petersburg, Russia

andrei-vyaznikov@yandex.ru

Now in various branches of a national economy there is a tendency of increasing specific power of collectors with nonlinear volt-ampere characteristics which is caused by the development of power converting equipment. Nonlinear loading, consuming nonsinusoidal current from a power line worsens the power factor that can cause an overload of power supply systems. It also negatively influences electric power quality indicators on the source terminals in the part concerning voltage distortion, that in turn leads to a number of undesirable consequences. Therefore when putting into operation the equipment with nonlinear volt-ampere characteristics on the objects it is necessary to estimate beforehand the level of current and voltage distortion. In this regard the problem of the development of a method of calculation of harmonious components coefficients in the loading centers seems actual. Research of coefficients of current and voltage harmonious components is carried out by means of imitating modeling in the MatLab system. The choice of structure and parameters models is carried out on the basis of the industrial samples of converting equipment analysis. On the basis of computing experiments dependences of coefficients of harmonious components on power supply source are received. Results of the research can be applied at an assessment of influence of nonlinear loads on indicators of electric energy quality in loading centers, and also on the choice of parameters of highest harmonics compensation devices.

*Keywords: the highest harmonicas, electric energy quality, calculation of coefficients of harmonious components.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Неуклонный рост доли нелинейной нагрузки, наблюдающийся в последние годы, а также неблагоприятные последствия ее работы (дополнительные потери в питаю-

щих сетях, ухудшение качества электроэнергии) указывают на необходимость компенсации высших гармоник тока.

Для выбора компенсирующего устройства необходимо располагать амплитудным спектром тока нагрузки, кото-



рый можно определить либо путем измерений с помощью специальных измерительных приборов, либо расчетным путем. Степень влияния нелинейной нагрузки на питающую сеть оценивается с помощью коэффициентов гармонических составляющих (КГС) и суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения (СКГС), которые регламентируются нормативными документами [1]. СКГС напряжения также может быть либо измерен, либо рассчитан.

## II. ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ НЕУПРАВЛЯЕМОГО ВЫПРЯМИТЕЛЯ С ЕМКОСТНЫМ ФИЛЬТРОМ

Для расчета КГС должна быть известна топология полупроводникового преобразователя. В настоящее время широко распространены преобразователи с неуправляемым выпрямителем, одно- или трехфазным, и емкостным фильтром в звене постоянного тока, подключаемыми к сети непосредственно (без трансформатора).

Математическое описание неуправляемого выпрямителя с емкостным фильтром, подключенного к идеальной синусоидальной сети, подробно изложено в [2]. При этом стоит отметить основные особенности его работы. Дiod выпрямителя открывается в момент превышения сетевого напряжения над напряжением конденсатора и закрывается, когда производная сетевого напряжения становится больше, чем производная от функции, определяющей заряд конденсатора. Емкость конденсатора выбирается из условия минимизации пульсаций выпрямленного напряжения. В результате ток из сети потребляется короткими импульсами, его амплитудное значение во много раз превышает среднее (рис. 1).

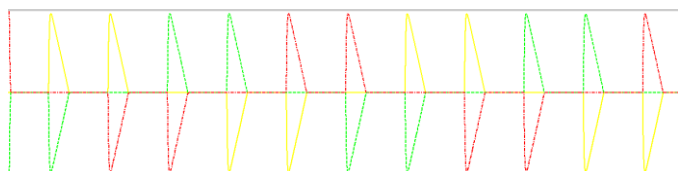


Рис. 1. Графики мгновенных токов при питании неуправляемого выпрямителя с емкостным фильтром от идеальной сети

В таблице приведены зависимости коэффициентов искажения и мощности от заданного коэффициента пульсации. Из нее видно, что при увеличении емкости фильтрового конденсатора для уменьшения пульсаций выпрямленного напряжения коэффициент мощности преобразователя, определяемый выражением (1), снижается:

$$\chi = P/S = v \cdot \cos \varphi. \quad (1)$$

Расчеты, результаты которых приведены в таблице, сделаны с допущением, что питающая сеть идеальна, то есть не имеет собственного внутреннего сопротивления. Однако реальные сети имеют собственные активные и реактивные сопротивления, протекая по которым искаженные токи создают соответствующие падения напряжения.

$K_{\Pi}$	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,067	0,067
$\omega RC$	41,8	18,48	10,98	7,3	5,11	3,62	1,89	0,94
$\cos \varphi$	0,99	0,99	0,98	0,98	0,97	0,97	0,98	1
$v$	0,42	0,50	0,57	0,62	0,67	0,73	0,85	0,92
$\chi$	0,41	0,49	0,55	0,61	0,66	0,71	0,83	0,92

## III. ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТЕЙ СКГС ОТ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКА ПИТАНИЯ

Исследование зависимостей КГС напряжения и тока от мощности источника питания было проведено в системе MatLab. Для этого из элементов библиотеки Sim Power Systems была создана модель шестипульсового выпрямителя с емкостным фильтром на стороне постоянного тока и эквивалентным сопротивлением нагрузки, подключенного к источнику синусоидального напряжения, имеющему внутреннее активное и реактивное сопротивление. Параметры диодов выбирались приближенные к идеальным для того, чтобы проследить зависимость именно от параметров источника питания.

В качестве источника питания был выбран трехфазный двухобмоточный трансформатор, как наиболее распространенный в низковольтных (0,4 кВ) сетях. Активные и реактивные сопротивления определялись по выражениям (2), (3) с использованием каталожных данных: номинальной мощности трансформатора  $S_{\Pi}$ , потерь короткого замыкания  $\Delta P_{к.з}$  и напряжения короткого замыкания  $U_{к.з\%}$ :

$$R_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_{\text{к.з}} U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н}}^2}; \quad (2)$$

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{к.з}\%} U_{\text{н}}^2}{100 S_{\text{н}}^2}. \quad (3)$$

С помощью инструмента FFT Analysis (Быстрое преобразование Фурье) блока Powergui (Графический интерфейс пользователя) был проведен гармонический анализ сетевого тока и напряжения, получены их суммарные коэффициенты гармонических составляющих и построены графики зависимости СКГС от соотношения потребляемой мощности и мощности источника  $P_{\text{н}}/S_{\text{ист}}$  при значениях  $\omega RC$ , указанных в таблице (рис. 2).

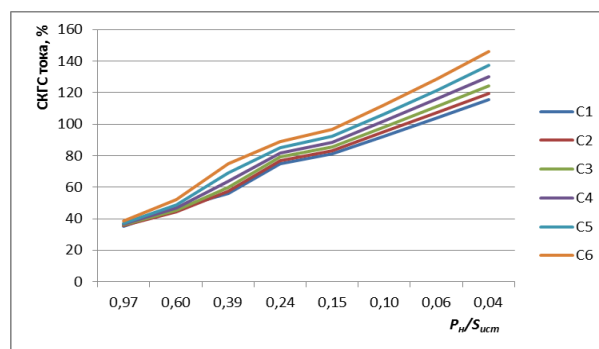


Рис. 2. Зависимости СКГС тока от  $P_{\text{н}}/S_{\text{ист}}$

Полученные зависимости могут быть применены для оценки влияния нелинейных нагрузок на показатели качества электрической энергии в точках общего присоединения, а также для выбора параметров устройств компенсации высших гармоник.

### Список литературы

- [1] ГОСТ 32144-2013. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
- [2] Попков О.З., Чаплыгин Е.Е. Расчет выпрямителей с емкостным фильтром // Практическая силовая электроника. – 2007. – № 25.

# Комплексная оценка устойчивости гидрогенераторов каскада Вилюйских ГЭС

А.Е. Гаврильев<sup>1</sup>, И.А. Поляков<sup>1,2</sup>, А.А. Черепанов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Филиал АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ  
Якутск, Россия

<sup>2</sup>ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова»  
Барнаул, Россия  
a-gavrilev@mail.ru, neomoria@gmail.com

Планируемое включение изолированного Западного энергорайона Якутской энергосистемы и ОЭС Востока на параллельную работу определяет актуальность исследования статической и динамической устойчивости генерирующего оборудования каскада Вилюйских ГЭС – одного из основных источников электроснабжения Западного энергорайона Якутской энергосистемы.

В работе использованы метод моделирования, расчеты электромеханических переходных процессов, расчеты установившихся электрических режимов и статической устойчивости. Выполнена комплексная оценка статической и динамической устойчивости гидрогенераторов каскада Вилюйских ГЭС. Выявлены факторы, влияющие на устойчивость. Разработаны мероприятия для сохранения и повышения устойчивости.

Результаты исследований могут быть использованы для управления электроэнергетическими режимами работы Западного энергорайона Якутской энергосистемы.

*Ключевые слова: устойчивость, динамическая устойчивость, статическая устойчивость, ГЭС, Якутская энергосистема, сечение.*

## Integrated stability assessment of hydro generators at Viluy Hydroelectric Power Plants

A.E. Gavrilev<sup>1</sup>, I.A. Polyakov<sup>1,2</sup>, A.A. Cherepanov<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Branch of Joint-stock Company «System Operator of the United Power System» Regional dispatching office of Yakutsk  
Yakutsk, Russian Federation

<sup>2</sup>Polzunov Altai State Technical University  
Barnaul, Russian Federation  
a-gavrilev@mail.ru, neomoria@gmail.com

The scheduled incorporation of the island Western energy network of Yakut power system and the UES of the East in parallel operation determines the relevance of static and dynamic stability research of the generating equipment at Viluy Hydroelectric Power Plants as a major source of power supply in the Western energy service area of Yakut power system.

The research has been conducted using simulation technology, estimation of electromechanical/power-frequency/transients, and calculations of the steady-state electric modes and static stability. The comprehensive evaluation of static and dynamic stability of hydro generators at the Viluy Hydroelectric Power Plants has been made. The factors affecting stability have been identified. Measures to retain and improve stability have been designed.

The research results can be used to control electric power modes of the Western energy service area of the Yakut power system.

*Keywords: stability, dynamic stability, static stability, hydroelectric power plant, Yakut power system, section.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Основной особенностью Западного энергорайона Якутии (далее – ЗЭР) является большая удаленность потребителей от основных источников электроэнергии, а также протяженность линий электропередач 220 кВ.

Планируемое включение изолированного Западного энергорайона Якутской энергосистемы и ОЭС Востока на параллельную работу определяет актуальность исследо-

вания статической и динамической устойчивости (далее – ДУ) генерирующего оборудования (далее – ГО) каскада Вилюйских ГЭС (далее – КВГЭС) – одного из основных источников электроснабжения Западного энергорайона Якутской энергосистемы [1]. Расчеты показывают, что критерием определения предельного перетока по активной мощности в характерных сечениях является предельный переток по критерию обеспечения динамической устойчивости станций ЗЭР.

Работа выполнялась в соответствии с требованиями нормативных документов [2 – 4].

В работе на примере КВГЭС исследовано влияние параллельной работы ЗЭР с ОЭС Востока на ДУ КВГЭС. В состав электростанции входят восемь гидрогенераторов суммарной установленной мощностью 680 МВт. Выдача мощности КВГЭС осуществляется в сеть по пяти линиям 220 кВ.

Расчеты проводились в ПВК Eurostag на схеме зимнего максимума. Моделировались нормативные возмущения (далее – НВ) I, II, III групп вблизи КВГЭС в соответствии с [2]. Предварительный анализ представлен далее в разделах II – IV.

## II. ИССЛЕДОВАНИЕ ДУ КВГЭС НА ИЗОЛИРОВАННУЮ РАБОТУ ЗЭР

Расчеты показали, что по критерию обеспечения ДУ для изолированной работы ЗЭР предельная нагрузка КВГЭС равна 506 МВт и определяется сохранением ДУ при НВ III группы. Результаты расчета представлены в табл. I.

Таблица I. ЗАВИСИМОСТЬ СОХРАНЕНИЯ ДУ ОТ ЗАГРУЗКИ КВГЭС ПРИ ИЗОЛИРОВАННОЙ РАБОТЕ ЗЭР

Загрузка КВГЭС, МВт, % загрузки ГГ от $P_{ном}$	Группа НВ		
	I	II	III
536 (90)	Устойчиво	Устойчиво	Нарушение ДУ
506 (85)	Устойчиво	Устойчиво	Устойчиво
476 (80)	Устойчиво	Устойчиво	Устойчиво

## III. ИССЛЕДОВАНИЕ ДУ КВГЭС НА ПАРАЛЛЕЛЬНУЮ РАБОТУ ЗЭР

Расчеты показали, что при параллельной работе ЗЭР с ОЭС Востока ДУ ГО КВГЭС не сохраняется при нормативных возмущениях III группы с действием устройства резервирования отказа выключателя (далее – УРОВ) вблизи КВГЭС. При возмущениях III группы с действием УРОВ возникает асинхронный ход машин ЗЭР относительно машин ОЭС Востока вследствие протяженных линий 220 кВ, соединяющих ЗЭР и ОЭС Востока.

Для обеспечения устойчивой параллельной работы рассмотрен ряд мероприятий для повышения ДУ ГО КВГЭС, таких как:

- 1) применение противоаварийной автоматики, фиксирующей тяжесть КЗ и изолирующее КЗ быстрее, чем УРОВ;
- 2) минимизация времени ликвидации КЗ на ЛЭП вблизи КВГЭС;
- 3) замена выключателей с трехфазным управлением на выключатели с пофазным управлением на объектах электроэнергетики в энергорайоне КВГЭС;

4) комбинированное выполнение мероприятий по п. 2, 3.

Эффективность каждого из предложенных мероприятий оценивалась отдельно. Результаты расчета представлены в табл. II, III.

Таблица II. ЗАВИСИМОСТЬ СОХРАНЕНИЯ ДУ ОТ ЗАГРУЗКИ КВГЭС С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕРОПРИЯТИЯ 1 ПРИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЕ ЗЭР

Загрузка КВГЭС, МВт, % загрузки ГГ от $P_{ном}$	Группа НВ		
	I	II	III
610 (90)	Устойчиво	Устойчиво	Нарушение ДУ
580 (85)	Устойчиво	Устойчиво	Устойчиво
544 (80)	Устойчиво	Устойчиво	Устойчиво

При применении мероприятий 2 и 3 ДУ ГО КВГЭС не сохраняется при нормативных возмущениях III группы с действием УРОВ вблизи КВГЭС.

Таблица III. ЗАВИСИМОСТЬ СОХРАНЕНИЯ ДУ ОТ ЗАГРУЗКИ КВГЭС С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕРОПРИЯТИЯ 4 ПРИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЕ ЗЭР

Загрузка КВГЭС, МВт, % загрузки ГГ от $P_{ном}$	Группа НВ		
	I	II	III
544 (80)	Устойчиво	Нарушение ДУ	Нарушение ДУ
510 (75)	Устойчиво	Устойчиво	Нарушение ДУ
480 (70)	Устойчиво	Устойчиво	Устойчиво

Как показывают расчеты, наиболее эффективным является мероприятие 1 – применение противоаварийной автоматики, фиксирующей тяжесть КЗ и изолирующее КЗ быстрее, чем УРОВ.

## IV. ЗАВИСИМОСТЬ ДУ ГО КВГЭС ОТ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА ЗЭР

Упрощенная схема ЗЭР представлена на рис. 1.

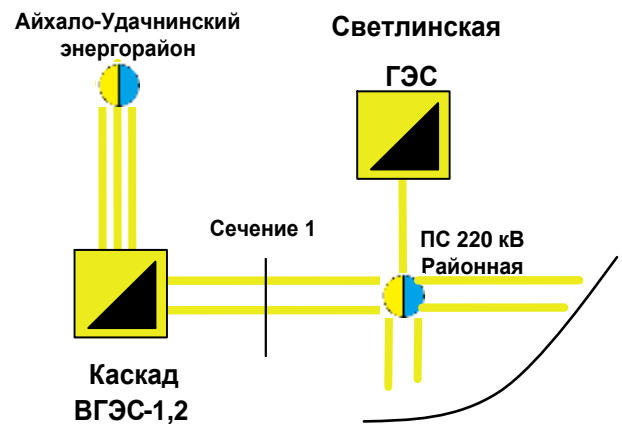


Рис. 1. Упрощенная схема ЗЭР

### Область допустимых значений устойчивой работы КВГЭС

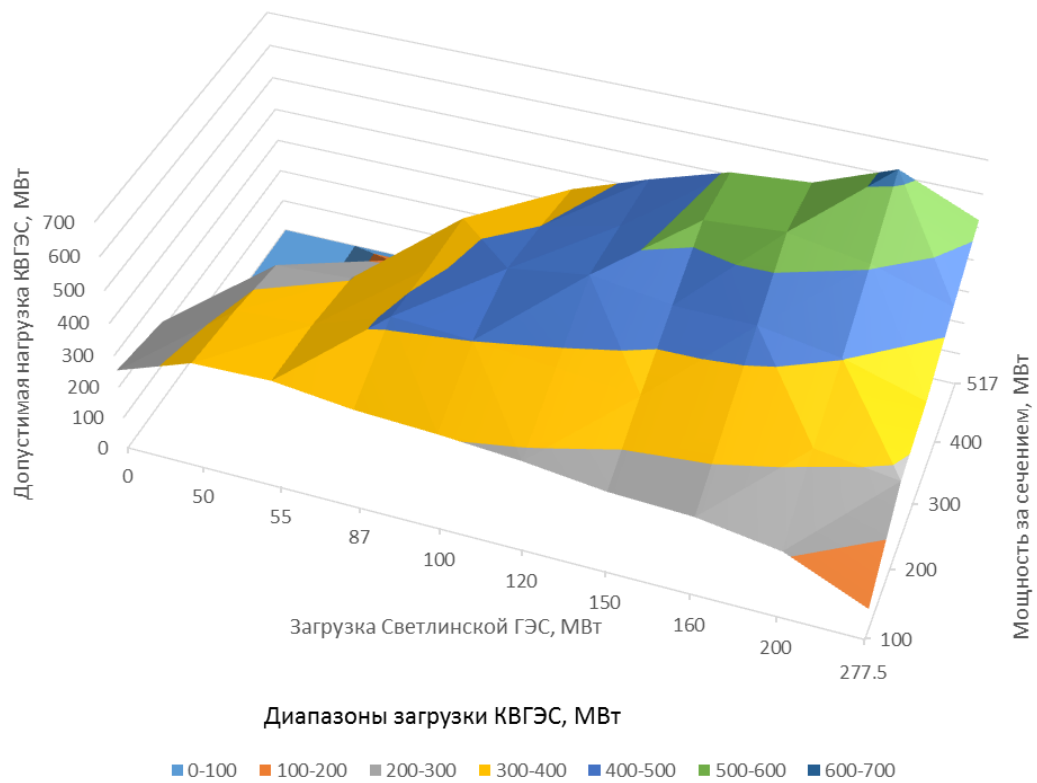


Рис. 2. Область допустимых значений устойчивой работы КВГЭС

### Область допустимых значений (вид сверху)

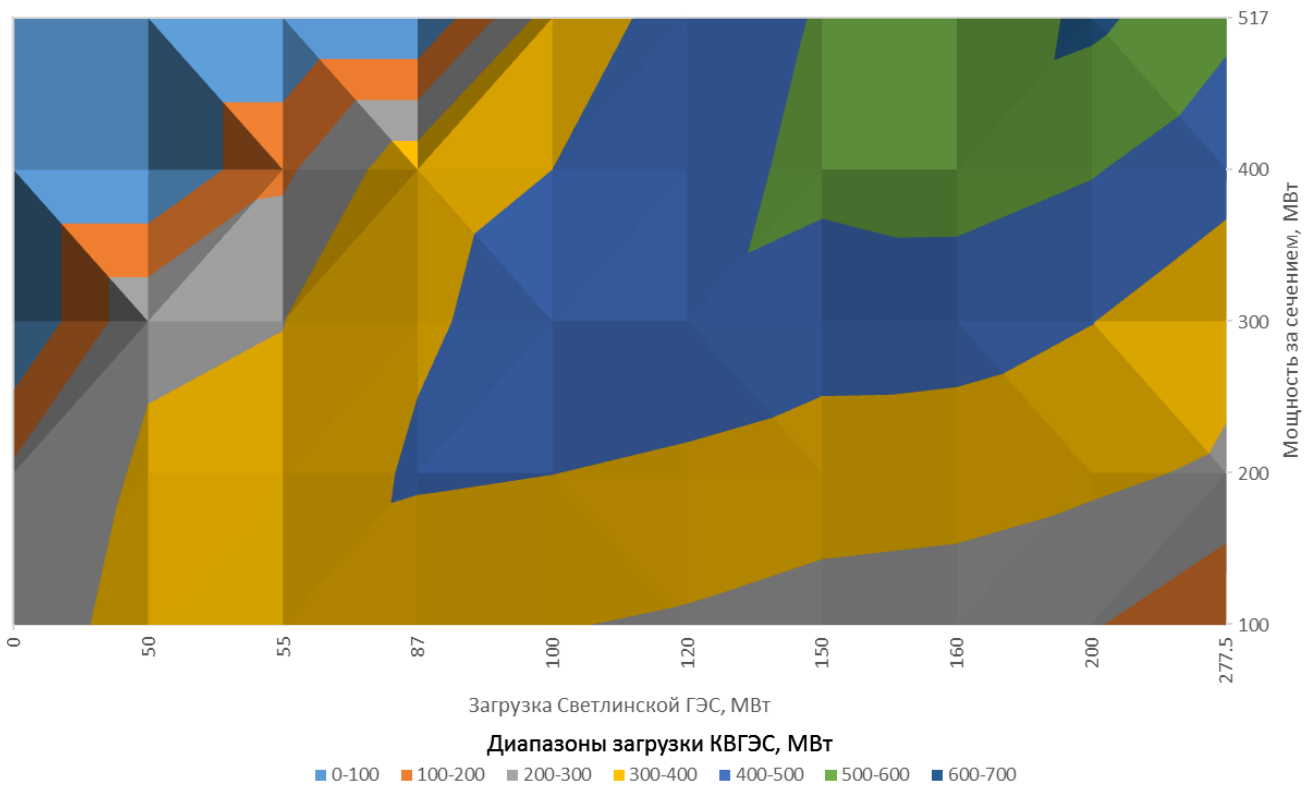


Рис. 3. Область допустимых значений устойчивой работы КВГЭС

Для изолированной работы КВГЭС выдача мощности через сечение 1 зависит не только от допустимой загрузки КВГЭС, но и от мощности Айхало-Удачинского энергорайона. На основании расчётов при различной загрузке Айхало-Удачинского энергорайона, загрузки Светлинской ГЭС и мощности за сечением построена область допустимых значений устойчивой работы КВГЭС.

Как видно из рис. 2 и 3, существует зависимость допустимой нагрузки КВГЭС по условию сохранения ДУ от загрузки Светлинской ГЭС и мощности за сечением. Максимальная нагрузка КВГЭС достигается при загрузке Светлинской ГЭС 200 МВт и мощности за сечением 517 МВт.

## В. ВЫВОДЫ

При изолированной работе ЗЭР допустимая нагрузка КВГЭС по условию сохранения ДУ без дополнительных мероприятий равна 506 МВт и определяется сохранением ДУ при НВ III группы.

Включение ЗЭР на параллельную работу значительно влияет на предельную выдаваемую мощность КВГЭС при сохранении ДУ. При параллельной работе ЗЭР с ОЭС Востока ДУ ГО КВГЭС не сохраняется при нормативных возмущениях III группы с действием УРОВ вблизи КВГЭС. При возмущениях III группы с действием УРОВ возникает асинхронный ход роторов генераторов ЗЭР относительно машин ОЭС Востока вследствие протяженности линий 220 кВ, соединяющих ЗЭР и ОЭС Востока.

Для обеспечения устойчивой параллельной работы рассмотрено применение ряда мероприятий для повышения ДУ ГО КВГЭС таких как:

1) применение противоаварийной автоматики, фиксирующей тяжесть КЗ и изолирующее КЗ быстрее, чем УРОВ;

2) минимизация времени ликвидации КЗ на ЛЭП вблизи КВГЭС;

3) замена выключателей с трехфазным управлением на выключатели с пофазным управлением на объектах электроэнергетики в энергорайоне КВГЭС;

4) комбинированное выполнение мероприятий по п. 2, 3.

Применение мероприятия 1 позволяет увеличить допустимую нагрузку КВГЭС до 580 МВт. Применение мероприятий 2 и 3 отдельно не оказывает влияния на ДУ, однако их комбинированное действие позволяет увеличить допустимую нагрузку КВГЭС до 480 МВт.

Предварительные расчёты на изолированную работу ЗЭР показали, что при различной загрузке Айхало-Удачинского энергорайона, загрузки Светлинской ГЭС и мощности за сечением допустимая нагрузка КВГЭС различается.

С помощью серии расчётов была построена область допустимых значений устойчивой работы КВГЭС при изолированной работе ЗЭР, представленная на рис. 2. Выше области наблюдается нарушение ДУ ГО КВГЭС при нормативных возмущениях III группы.

Полученные результаты являются предварительными и требуют уточнения.

## Список литературы

- [1] Официальный сайт ОАО «СО ЕЭС» [Электронный ресурс]. URL: [http://so-ups.ru/index.php?id=press\\_release\\_view&no\\_cache=1&tx\\_ttnews\[tt\\_news\]=8556](http://so-ups.ru/index.php?id=press_release_view&no_cache=1&tx_ttnews[tt_news]=8556).
- [2] Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003, № 277 – 4 с.
- [3] ГОСТ Р 55105-2012 РФ. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования.
- [4] СТО 59012820.29.240.001–2011. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования: стандарт организации ОАО «СО ЕЭС». – М., 2011.

# Исследование влияния несимметрии напряжения по обратной последовательности на коэффициент снижения номинальной мощности асинхронных электродвигателей

Р.У. Галеева, Д.С. Альмиева  
ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»  
Казань, Россия  
dunycuk93@mail.ru

Для электрических сетей часто характерен несимметричный режим работы, вызванный наличием несимметричной нагрузки. Несимметрия напряжения по обратной последовательности вызывает рост потерь активной мощности в асинхронных электродвигателях и приводит к ухудшению параметров рабочего режима. В стандарте МЭК 60034-26 имеется график ухудшения параметров для несимметрии напряжения, который может быть использован в случае выявления данного показателя качества электроэнергии. Учет несимметрии напряжения при выборе номинальной мощности электродвигателей с различными конструктивными особенностями является актуальной задачей.

*Ключевые слова: несимметрия напряжения по обратной последовательности, коэффициент снижения номинальной мощности, ухудшение рабочих параметров АД, коэффициент дополнительных потерь.*

## An investigation of the effect of negative sequence voltage ratio on a induction motor's derating factor

Raisa Galeeva, Dina Almieva  
«Kazan State Power Engineering University»  
Kazan Russia  
dunycuk93@mail.ru

Asymmetrical duty cycle, which are generated by unbalanced loads, often characteristics for electrical grids. The negative – sequence voltage ratio causes the real-power losses' growth in induction motors and leads to degradation of operating parameters. IEC standard has a diagram of operating parameters' degradation, which can be used in case exposure of this Unified Power Quality Index. Introduction of voltage unbalance is a relevant objective by choosing the induction motors' nominal rating power with various design features.

*Keywords: negative sequence voltage ratio, derating factor, degradation of operating parameters, additional losses factor.*

Одной из основополагающих частей энергетического обследования предприятия является электрический баланс предприятия. Электробаланс определяет все основные статьи прихода и расхода электроэнергии, затрачиваемой на технологический процесс, вспомогательные нужды, потери в электрооборудовании и электрических сетях предприятия. Электробаланс играет огромную роль в нормировании электропотребления [1]. Для выделения полезного расхода энергии необходимо рассчитать технически неизбежные потери и потери, обусловленные неоптимальным режимом работы электропривода. Потери в электроприводе могут составлять более 5 % от суммарного расхода электроэнергии. Составляющая нерациональных потерь в электроприводе может составлять при некачественном электроснабжении до 40 % от технологически неизбежных потерь. Таким образом, выделение двух составляющих поможет учесть как качество электрической энергии, так и другие факторы, определяющие нерациональные потери в асинхронных двигателях (далее АД), и определить мероприятия по уменьшению очагов потерь электроэнергии.

В качестве неоптимального режима работы АД была рассмотрена несимметрия напряжений по обратной последовательности, вызванная наличием несимметричной нагрузки. Допустимые нормы несимметрии напряжений устанавливает межгосударственный стандарт ГОСТ 32144-2013 [2]. Несимметричные токи нагрузки, протекающие по элементам системы электроснабжения, вызывают в них несимметричные падения напряжения. Вследствие этого на выводах электроприемников появляется несимметричная система напряжений. Даже небольшая несимметрия напряжений по обратной последовательности вызывает значительные токи обратной последовательности (в связи с уменьшением сопротивления обратной последовательности АД). Токи обратной последовательности вызывают дополнительный нагрев статора и ротора (особенно массивных частей ротора), что приводит к ускоренному старению изоляции и уменьшению располагаемой мощности двигателя (уменьшению коэффициента полезного действия двигателя).

Для оценочных расчетов трудозатрат потери активной мощности в АД можно определить по упрощенным

формулам, в которых присутствует коэффициент  $K_{\text{АД}}$ , определяющий конструктивные особенности электродвигателей [3]. От значения коэффициента  $K_{\text{АД}}$  также зависит и потребляемая мощность АД. Согласно [4], среднее значение коэффициента  $K_{\text{АД}}$  для промышленности предложено принимать равным 1,85, причем максимальное значение  $K_{\text{АД}}$ , принятое для легкой промышленности, – 2,91, минимальное – 1,07, для угольной отрасли. Однако, как показали результаты исследований, погрешность в определении коэффициента  $K_{\text{АД}}$  по отраслям промышленности может составлять несколько десятков процентов. Поэтому предложено ранжировать коэффициент  $K_{\text{АД}}$  по напряжениям и сериям АД. Такой подход позволит выявить влияние доминирующих технических характеристик АД на определение номинальных и дополнительных потерь от некачественной электроэнергии в электроприводе.

При несимметрии напряжения 5 % располагаемая мощность двигателя уменьшается на 5 – 10 % [5]. Во избежание перегрева двигателя его загрузку необходимо снижать. В соответствии с публикацией 892 МЭК, полная загрузка двигателя допускается только при коэффициенте обратной последовательности напряжения не более 1 %. При 2 % загрузка должна быть снижена до 96 %, при 3 % – до 90 %, при 4 % – до 83 % и при 5 % – до 76 % [5].

При несимметричных режимах работы АД трехфазный электродвигатель для создания обратного момента потребляет дополнительную мощность из сети, что можно рассматривать как дополнительные потери активной мощности.

Дополнительные потери в обмотке статора от несимметрии напряжения по обратной последовательности определяются по выражению:

$$\Delta P_{2\text{доп}} = 3I_2^2 R_{\phi 2} 10^{-3} = 3 \frac{U_2^2}{(R_{12} + R_{22}^1)^2 + (X_{12} + X_{22}^1)^2} (R_{12} + R_{22}^1) 10^{-3}, \quad (1)$$

где  $I_2$  – ток обратной последовательности, А;  $R_{\phi 2}$  – сопротивление фазной обмотки двигателя для токов обратной последовательности, Ом;  $U_2$  – напряжение обратной последовательности, В;  $R_{12}$  – активное сопротивление статорной обмотки для токов обратной последовательности, Ом;  $R_{22}^1$  – активное сопротивление роторной обмотки для токов обратной последовательности, приведенной к статорной, Ом;  $X_{12}$  – индуктивное сопротивление рассеяния обмотки статора, Ом;  $X_{22}^1$  – индуктивное сопротивление рассеяния обмотки ротора для токов обратной последовательности, приведенной к статору, Ом.

Дополнительные потери мощности определяются через ток прямой последовательности, при условии равенства сопротивлений прямой и обратной последовательностей статора и ротора приведенный к статору  $R_{\text{дв}2} = R_{\text{дв}1}$ ,  $X_{\text{дв}2} = X_{\text{дв}1}$ , по формуле:

$$\Delta P_2 = 3 \frac{U_1^2 K_{2U}^2}{(R_{\text{дв}2})^2 + (X_{\text{дв}2})^2} (R_{\text{дв}2}) 10^{-3} = \Delta P_{\text{к}} K_{2U}^2, \quad (2)$$

где  $\Delta P_{\text{к}}$  – потери короткого замыкания;  $K_{2U}$  – коэффициент несимметрии обратной последовательности;  $U_1$  – напряжение прямой последовательности, В;  $R_{\text{дв}}$  – активное сопротивление двигателя, Ом;  $X_{\text{дв}}$  – реактивное сопротивление двигателя, Ом.

Дополнительные активные потери от несимметрии, отнесенные к номинальной мощности, определяются по выражению [6]:

$$\Delta P_{\text{допАД}} = 2,41 K_{\text{АД}} K_{2U}^2, \quad (3)$$

где  $K_{\text{АД}}$  – безразмерный коэффициент, зависящий от параметров двигателя;  $K_{2U}$  – коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности.

Коэффициент, зависящий от параметров двигателя, может быть определен по выражению [6]:

$$K_{\text{АД}} = \frac{\Delta P_{\text{м1ном}} I_{\text{п}}^2}{P_{\text{ном}} \eta_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{R_1 I_{\text{п}}^2}{\eta_{\text{ном}} \sqrt{1 - \sin^2 \varphi_{\text{ном}}}}, \quad (4)$$

где  $P_{\text{п}}$  – номинальная активная мощность двигателя;  $\Delta P_{\text{м1ном}}$  – потери в меди статора при номинальном токе основной частоты;  $I_{\text{п}}$  – кратность пускового тока при номинальном напряжении.

Коэффициент  $K_{\text{АД}}$  зависит от каталожных данных асинхронного двигателя – кратности максимального момента, кратности пускового тока, номинального коэффициента мощности, кратности тока холостого хода, к.п.д.

Зависимости номинальных значений  $\cos \varphi$  и  $\sin \varphi$  от кратности максимального момента  $M_m$  и кратности тока холостого хода  $I_{\mu} / I_{\text{ном}}$  определены по формулам [7]:

$$K_{\text{АД}} = \frac{\Delta P_{\text{м1ном}} I_{\text{п}}^2}{P_{\text{ном}} \eta_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{R_1 I_{\text{п}}^2}{\eta_{\text{ном}} \sqrt{1 - \sin^2 \varphi_{\text{ном}}}}, \quad (5)$$

где  $R_1$  – активное сопротивление статора, Ом.

С другой стороны, отношение приведенного тока ротора к току статора [4]:

$$\frac{I'_{2\text{ном}}}{I_{\text{ном1}}} = \sqrt{1 - \left( \frac{I_{0\text{ном}}}{I_{\text{ном1}}} \right)^2} \cdot \sqrt{\frac{M_m + \sqrt{M_m^2 - 1}}{2M_m}} - \frac{I_{0\text{ном}}}{I_{\text{ном1}}} \times \frac{1}{\sqrt{2M_m (M_m + \sqrt{M_m^2 - 1})}}, \quad (6)$$

где  $I'_{2\text{ном}} / I_{\text{ном1}}$  – отношение приведенного тока ротора к току статора.

Таким образом, подставляя выражение относительного тока ротора из выражения (6) в формулу (5) и далее в выражение (4), получим зависимость коэффициента  $K_{\text{АД}}$  от параметров асинхронного двигателя.

Коэффициент снижения мощности при несимметрии напряжений источника питания определяется по формуле:

$$K_2 = \frac{P_{\text{ном}}}{P_{\text{ном}} + \Delta P_2} = \frac{P_{\text{ном}}}{P_{\text{ном}} + I_{\text{п}}^2 \Delta P_{\text{ном}} K_{2U}^2} \frac{P_{\text{ном}}}{P_{\text{ном}}} = \frac{1}{1 + K_{\text{АД}} K_{2U}^2}, \quad (7)$$

где  $\Delta P_2$  – дополнительные потери мощности.

Минимальным набором исходных данных для определения всех необходимых параметров асинхронного электродвигателя являются:

- $P_{\text{ном}}$  – номинальная мощность на валу двигателя, кВт;
- $s_{\text{ном}}$  – номинальное скольжение;
- $\cos\phi_{\text{ном}}$  – номинальный коэффициент мощности;
- $M_m$  – кратность максимального момента в долях номинального, определяемого по активной номинальной мощности;
- $I_{\text{п}}$  – кратность пускового тока по активной номинальной мощности;
- $\eta_{\text{ном}}$  – к.п.д. при номинальной нагрузке и параметрах.

Были проведены расчеты и построены зависимости:

а) коэффициента снижения мощности  $K_2$  от коэффициента несимметрии по обратной последовательности для низковольтных АД (рис. 1);

б) коэффициента  $K_{\text{АД}}$  от кратности максимального момента при различных кратностях пускового тока (рис. 2);

в) коэффициента  $K_{\text{АД}}$  от кратности тока намагничивания для высоковольтного АД серии 4А (рис. 3).

Увеличение кратности максимального момента с 1,1 до 3 вызывает уменьшение  $K_{\text{АД}}$  на 40 % дополнительных потерь активной мощности в АД. Уменьшение кратности холостого хода приводит к уменьшению  $K_{\text{АД}}$  на 20 %. Коэффициент  $K_{\text{АД}}$  был определен для АД 380 В, 6 и 10 кВ различных исполнений (для асинхронных двигателей серий 4А, 5А, АИС, АИР, АМН, 5АИ, ВА0, 5АИ, 1LG4, DM1 и др.) – рис. 4 – 6.

Из кривых  $K_{\text{АД}} = f(M_m)$  при  $I_{\text{п}} = \text{var}$  и  $K_{\text{АД}} = f(I_m)$  при  $I_{\text{п}} = \text{var}$  следует, что влияние каталожных данных АД на величину  $K_{\text{АД}}$  весьма велико (рис. 2, 3).

При использовании обобщенных табличных значений  $K_{\text{АД}}$  могут возникнуть значительные погрешности в расчетах, что недопустимо с точки зрения исследования нагрева АД. Стандарт МЭК 60034-26 содержит график ухудшения параметров асинхронных электродвигателей при несимметрии напряжений. Данный график может использоваться, когда эти явления выявлены или могут появиться в питании электродвигателя.

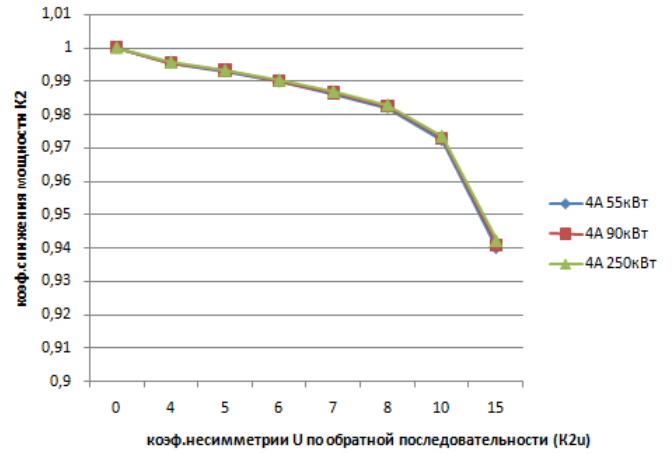


Рис. 1. Зависимость  $K_2$  от коэффициента несимметрии по обратной последовательности  $K_{2U}$

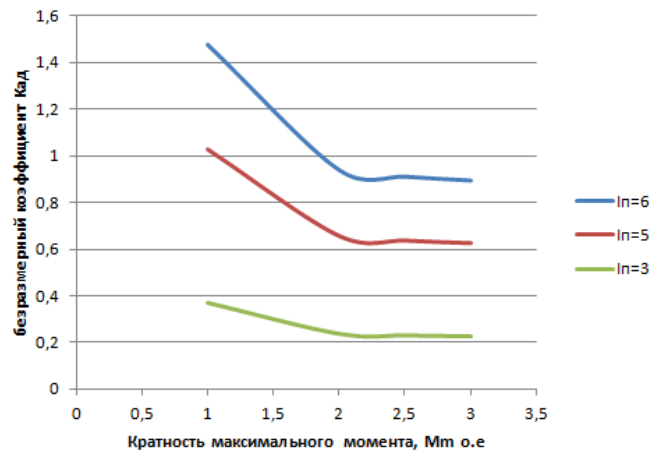


Рис. 2. Зависимость  $K_{\text{АД}}$  от кратности максимального момента  $M_m$  при различных кратностях пускового тока  $I_{\text{п}}$

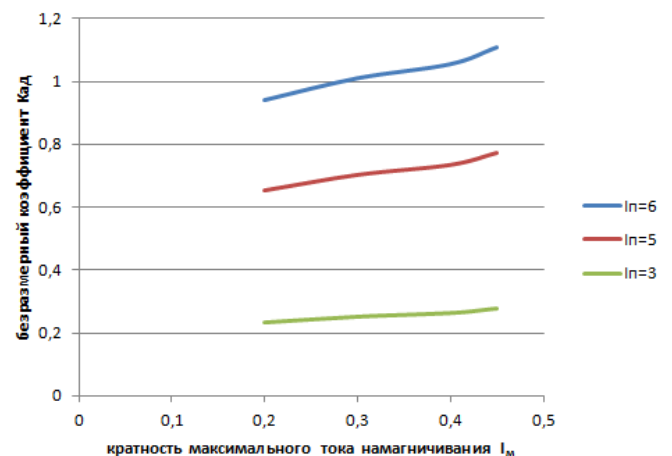


Рис. 3. Зависимость  $K_{\text{АД}}$  от кратности максимального тока намагничивания  $I_m$  при различных кратностях пускового тока  $I_{\text{п}}$

Таким образом, энергетические характеристики АД, т.е. кратность максимального момента, кратность максимального тока и кратность тока холостого хода АД,



оказывают существенное влияние на значение коэффициента  $K_{AD}$  и дополнительных потерь активной мощности от несимметрии напряжения по обратной последовательности.

Учет конструктивных особенностей АД различных серий позволил существенно повысить точность расчетов величины  $K_{AD}$  при расчете дополнительных потерь активной мощности при несимметрии напряжения по обратной последовательности.

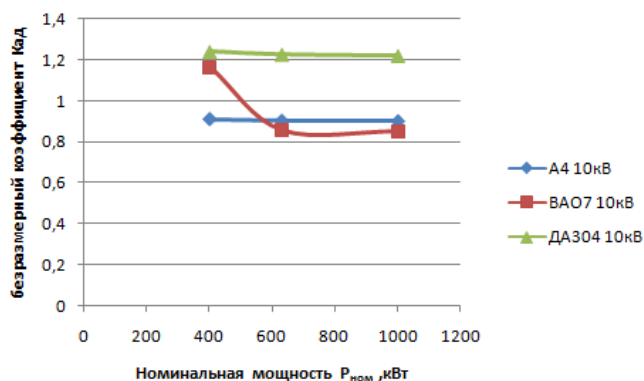


Рис. 4. Зависимость  $K_{AD}$  от номинальных мощностей АД 10 кВ различных исполнений

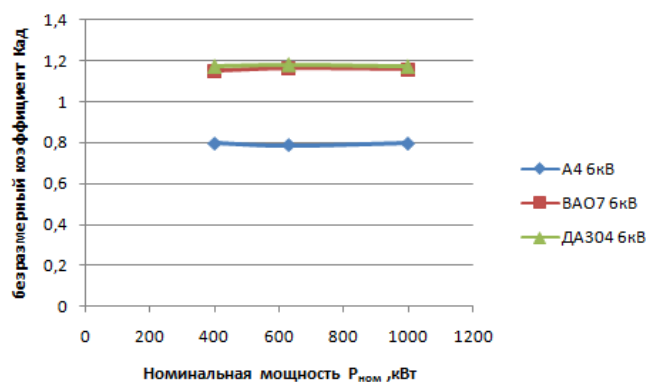
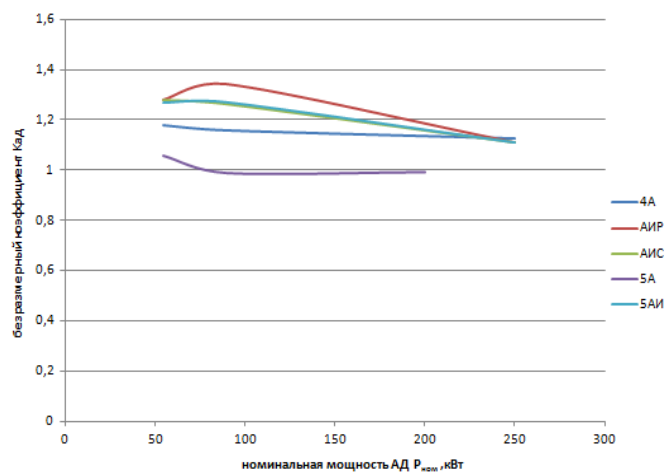


Рис. 5. Зависимость  $K_{AD}$  от номинальных мощностей АД 6 кВ различных исполнений



Зависимость  $K_{AD}$  от номинальных мощностей АД 380 В различных исполнений

### Список литературы

- [1] Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации: федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ // Собрание законодательства. – 2009.
- [2] ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2013. – 10 с.
- [3] Дед А.В. Дополнительные потери мощности в электрических сетях при несимметричной нагрузке / А.В. Дед [и др.] // Омский научный вестник. – 2013. – № 1 (117). – С. 157–158.
- [4] Шидловский А.Н. Повышение качества энергии в электрических сетях / А.Н. Шидловский, В.Г. Кузнецов. – К.: Наукова думка, 1985. – 268 с.
- [5] Кузнецов В.Г., Григорьев А.С., Данилюк В.Б. Снижение несимметрии и несинусоидальности напряжений в электрических сетях / В.Г. Кузнецов. – К.: Наукова думка, 1992. – 240 с.
- [6] Долингер С.Ю., Лютаревич А.Г., Горюнов В.Н., Сафонов Д.Г., Черемисин В.Т. Оценка дополнительных потерь мощности от снижения качества электрической энергии в элементах систем электроснабжения // Омский научный вестник. – 2013. – № 2-120.
- [7] Сыромятников И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей. – М.: Энергоатомиздат, 1984.

# Разработка методики оптимизации напряжений центров питания

Р.Ф. Галиев, Р.И. Галиев  
ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»  
Казань, Россия

Регулирование напряжений с помощью устройств РПН, ПБВ трансформаторов используется недостаточно эффективно. В настоящее время не существует методики, позволяющей определить оптимальные ответвления устройств РПН, ПБВ трансформаторов с учетом изменяющихся в течение суток графиков нагрузок потребителей электрической сети и допустимых параметров качества электроэнергии. В рамках исследования была разработана методика по оптимизации напряжений центров питания. Разработанный алгоритм позволяет получить реальные числовые данные об отклонениях напряжений у потребителей и выбрать оптимальные номера ответвлений трансформаторов.

*Ключевые слова: оптимизация режима, метод Ньютона, регулирование напряжений, качество электроэнергии.*

## Working methods of optimization of stress points supply

R.F. Galiev, R.I. Galiev  
Kazan State Power Engineering University  
Kazan, Russia

Voltage regulation via tap-changers, transformer with off-circuit tap changing used inefficiently. Currently, there is no methodology to determine the optimal tap of tap-changers, transformer with off-circuit tap changing, taking into account changing during the day schedule of consumer loads of electrical grid, and the permissible parameters of power quality. The research methodology to optimize the supply voltage has been developed centers. The algorithm provides a real numeric data of voltage tolerance of remote consumers and to choose the optimal the optimal taps of transformers.

*Keywords: mode optimization, Newton's method, voltage regulation, power quality.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день более половины суммарных потерь электроэнергии приходится на долю распределительных сетей. Очевидно, что решение существующей проблемы выглядит очень перспективным направлением всей отрасли.

Протекание тока по элементам электрической сети сопровождается потерями напряжения. В результате по мере удаления от источника питания напряжение уменьшается. В то же время для нормальной работы электроприемников подводимое к ним напряжение может только незначительно отличаться от номинального напряжения и должно находиться в допустимых пределах. В электрических сетях высокого напряжения, к которым электроприемники непосредственно не присоединяются, существуют допустимые пределы изменения напряжения. В частности, в установках высокого напряжения максимальное рабочее напряжение определяется условиями надежной работы изоляции и составляет от 105 до 120 % номинального значения, увеличиваясь по мере уменьшения номинального напряжения. Допустимые снижения напряжений в электроэнергетической системе (ЭЭС) определяются условиями устойчивости параллельной работы генераторов электростанций и узлов нагрузки. В питающих сетях нижние допустимые отклонения напряжений достигают 10—15 %. При оценке уровней напряжения следует иметь в виду, что нагрузки в течение суток непрерывно изменяются и,

следовательно, изменяются потери напряжения и уровни напряжений у электроприемников.

Обеспечить выполнение требований к отклонениям напряжений в современных ЭЭС без применения специальных мер и устройств невозможно. Если принять, что на пути от генераторов электростанций до приемников электрическая энергия претерпевает четыре трансформации, при каждой трансформации потери напряжения составляют 5 %, а в каждой из сетей – 10 %, то суммарные потери напряжения могут составить 60 %.

Управляемость ЭЭС – необходимое условие для решения задачи регулирования напряжения, обеспечивающее качественные показатели режима напряжений и его надежность с точки зрения работы оборудования и устойчивости. Регулирование напряжения на трансформаторах осуществляется с помощью устройств регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) и переключения без возбуждения (ПБВ).

На сегодняшний день устройства РПН и ПБВ в электрических сетях работают неэффективно. Для обеспечения их эффективной работы необходимо разработать и внедрить методику, позволяющую определять оптимальные ответвления трансформаторов с учетом изменяющегося в течение суток графика нагрузок потребителей.

В рамках исследования была сформулирована методика и пошаговый алгоритм оптимизации напряжений цен-

тров питания с учетом устройств РПН, ПБВ и с соблюдением допустимых параметров качества электроэнергии. Полученная методика позволяет выбирать ответвления РПН и ПБВ так, что потери активной мощности будут минимальными, а напряжения нагрузочных узлов будут находиться в допустимых пределах.

Очевидно, что рассчитывать разветвленные электрические сети с несколькими ступенями трансформации, в различные моменты времени и для различных номеров ответвлений устройств РПН и ПБВ вручную было бы практически невозможно. В процессе исследования были разработаны математические алгоритмы быстрого и удобного расчета установившихся режимов работы электрических сетей. Реализованная программа в С# позволила упростить и ускорить процесс создания и отладки оптимизационной модели.

Введем некоторые понятия и сокращения:

- электрически ближайший потребитель – потребитель, потери напряжения до которого минимальны;
- электрически удаленный потребитель – потребитель, потери напряжения до которого максимальны;
- анцапфа – переключатель выходного напряжения в силовых трансформаторах;
- ПС – подстанция;
- ТП – трансформаторная подстанция;
- $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение.

В качестве примера рассмотрим сеть 110/10/0,4 кВ, имеющую трансформатор с устройством РПН на ПС 110 кВ и трансформаторы с устройствами ПБВ в КТП 10 кВ.

## II. АЛГОРИТМ ОПТИМИЗАЦИИ НАПРЯЖЕНИЙ ЦЕНТРОВ ПИТАНИЯ

1. Расчет исходной сети 110/10/0,4 кВ.
2. Поиск нагрузочного узла 0,4 кВ с максимальным значением модуля напряжения (электрически ближайший потребитель).
3. Перебор анцапф на ПС 110/10 кВ. Выбор анцапфы, при которой в узле п. 2 установится значение напряжения, близкое к 110 % от  $U_{\text{ном}}$ .
4. Расчет всей сети 110/10/0,4 кВ для выбранной в п. 3 анцапфы.
5. Проверка уровней напряжения у электрически наиболее удаленных потребителей каждой ТП. Определение ТП, в которых электрически наиболее удаленные потребители имеют напряжение менее 90 % от  $U_{\text{ном}}$ .

6. Регулирование ПБВ для всех ТП из п. 5 так, чтобы электрически ближайшие потребители данных ТП имели напряжение, близкое к 110 % от  $U_{\text{ном}}$ .

7. Проверка отклонений напряжения для электрически наиболее удаленных потребителей всех ТП п. 6:

- при напряжениях менее 90 % от  $U_{\text{ном}}$  в конце фидера выдаются рекомендации по реконструкции электрической сети;
- при  $0,9 \cdot U_{\text{ном}} < U < 1,1 \cdot U_{\text{ном}}$  – зафиксировать оптимальные номера ответвлений ПБВ.

8. Расчет всей сети 110/10/0,4 кВ с учетом выбранных ответвлений РПН и ПБВ.

9. Расчет уровня абсолютного и относительного снижения потерь активной мощности по сравнению с п. 1.

10. Формирование таблицы «Напряжения узлов» для режимов до оптимизации и после.

## III. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исключительная сложность оптимального управления режимами определяется не только большим количеством управляемых элементов, но и тем, что регулируемые параметры требуется поддерживать оптимальными на большой территории.

При этом следует учитывать большое количество влияющих факторов. К их числу относятся: режимы напряжения в центре питания; схема электрической сети и ее параметры; расположение регулирующих трансформаторов в сети и установленные на них коэффициенты трансформации; графики изменения мощности электроприемников и места их присоединения к сети и т.п.

Оптимизация режимов работы электроэнергетической системы (ЭЭС) – сложная, многоуровневая задача. К ее решению необходимо подходить комплексно на всех иерархических уровнях ЭЭС.

## Список литературы

- [1] Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие. – Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720 с.
- [2] Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
- [3] Хачатрян В.С., Бадалян Н.П., Тамразян М.Г., Хачатрян К.В., Мнацакян М.А., Григорян С.Э., Гулян А.Г., Апроян С.А. // Изв. НАН РА и ГИУ Армении. Сер. ТН. – 2008. – Т. LXI, № 2.
- [4] Лыкин А.В. Математическое моделирование электрических систем и их элементов: учебно-методическое пособие / Новосибир. гос. техн. ун-т. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2009. – 225 с.

# Применение факторной модели электрических нагрузок для избирательного учёта их неравномерности

А.А. Герасименко, Н.Ю. Кугушева

ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет», Политехнический институт  
Красноярск, Россия  
gerasimenkoaa@yandex.ru, nkugusheva18@mail.ru

Расчёт и анализ интегральных характеристик электрических режимов требует полного учёта многорежимности, изменения анализируемых параметров на интересующем интервале времени. Соответствующую информацию можно получить с помощью сезонных замеров и автоматизированных систем контроля и учёта электроэнергии (АИИС КУЭ и др.), однако получаемые данные о множестве режимов чрезмерно объёмные и требуют дополнительной обработки, что затрудняет их непосредственное практическое применение.

Для определения интегральных характеристик, снижения громоздкости, упрощения учёта и анализа всего многообразия режимов используется факторный анализ нагрузок, реализованный на основе метода главных компонент.

Данный подход позволил более экономно, удобно и сжато представить информацию об изменении параметров режимов. Выделенная связь между заполнением графиков, их неравномерностью и количеством используемых моделирующих факторов даёт возможность регулировать вычислительную трудоёмкость определения интегральных характеристик.

Расчётные эксперименты показали определённую статистическую устойчивость и универсальность моделирующих факторов, что позволяет с достаточной точностью реконструировать изменение анализируемых параметров электрических режимов.

*Ключевые слова: электрические нагрузки, многорежимность, статистическое моделирование, метод главных компонент, неравномерность нагрузок и количество факторов.*

## The use of the factor model of electrical load for selective accounting its non-uniformity

A.A. Gerasimenko, N.Y. Kugusheva

Siberian Federal University  
Krasnoyarsk, Russian Federation  
gerasimenkoaa@yandex.ru, nkugusheva18@mail.ru

The calculation and analysis of integrated characteristics of electrical modes requires a complete multimode accounting, changes in the analyzed parameters on desirable time interval. Information from variety of modes can be accessed by using seasonal measurement and automatic control and electricity metering system, but the resulting data is too huge and requires additional processing, which hampers its direct practical application.

For determination of integral characteristics, reduce volume, simplify accounting and analysis of the whole variety of modes it is proposed to use load factor analysis, implemented by principal components method.

This approach allows us to represent mode parameters changing information more economically, conveniently and concisely. Emphasized connection between the filling schedules, its irregularity and the number of used modeling factors makes it possible to regulate the computational complexity of integral characteristics definition.

Calculated experiments demonstrated statistical stability and universality of modeling factors that can adequately reconstruct the changes in the electrical parameters of analyzed modes.

*Keywords: electrical load, multimode, statistical modeling, principal component analysis, uneven loads and number of factors.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Для управления и решения комплекса задач эксплуатации и краткосрочного планирования развития электроэнергетических систем (ЭЭС) необходимо знать инте-

гральные характеристики множества электрических режимов (многорежимности), учитывая изменение исследуемых параметров. Получение, визуализация и обработка такой информации производится службами диспетчерского контроля и управления электропотреблением, одна-

ко, вследствие воздействия большого числа гетерогенных факторов, многомерной размерности и объёма накапливаемой информации, анализ данных трудоёмкий и требует более удобного представления для непосредственного практического применения.

## II. ОСНОВЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК МЕТОДОМ ГЛАВНЫХ КОМПОНЕНТ

Перспективу в этом направлении представляет факторный анализ нагрузок, реализованный на основе метода главных компонент [1]. Принципы такого статистического моделирования показаны в работах [2, 3], применение метода для нахождения интегральных характеристик и оптимизации режимов ЭЭС приведено в [3 – 5], первые практические результаты [6] обобщены [7] и развиты в [3, 4]. Данный подход позволяет более экономно, удобно и сжато представить информацию об изменении параметров режимов.

В результате обработки матрицы корреляционных моментов (МКМ) выделяют главные факторы, которые являются ортогональными, т.е. представляют совокупность статистически независимых графиков, отражающих основные свойства изменения конфигурации электрических нагрузок:

$$\Gamma_{kj} = \sum_{i=1}^n V_{ki} \Delta S_{ij}, \quad j = \overline{1, d}; \quad k = \overline{1, M}, \quad (1)$$

где  $V_{ki}$  – координаты собственных векторов, расположенных в порядке их убывания, соответствующие  $M$ -первым собственным числам;  $\Delta S_{ij}$  – центрированные величины значений электрических нагрузок.

Выделенные факторы обладают свойствами универсальности, придают статистическому методу и в целом процессу моделирования многорежимности свойства линейности и аддитивности и позволяют с достаточной точностью восстановить исходные параметры изменения нагрузок на рассматриваемом временном интервале  $j$ :

$$S_{ij} = MS_i + \sum_{k=1}^M V_{ki} \Gamma_{kj}, \quad i = \overline{1, n}; \quad j = \overline{1, d}, \quad (2)$$

где  $MS_i$  – математические ожидания (средние значения) электрических нагрузок.

Естественным результатом указанного воспроизводства значений электрических нагрузок (2) являются измерения (оценки) потреблённой электроэнергии в узле  $i$  за время  $T$ :

$$\Theta_i = \int_0^T P_i(t) dt \approx \sum_j P_{i,j} \cdot t_j. \quad (3)$$

Полученная модель достаточно точно отражает параметры графиков нагрузок. За критерий точности моделирования принято абсолютное среднее линейное отклонение расчётных от эталонных значений мощностей ЭН и коэффициенты корреляции, характеризующие тесноту связи – близость моделируемых величин к эталонным значениям. Необходимое количество моделирующих факторов ( $M$ ) индивидуально для различных электропотребителей и особенностей моделирования, зависит от характера МКМ и графиков электрических нагрузок (ЭН), кото-

рые отличаются неравномерностью (4) и плотностью заполнения (5), следовательно, и сложностью реконструкции.

Коэффициент неравномерности графика:

$$k_{нр} = P_{\min} / P_{\max}. \quad (4)$$

Коэффициент заполнения графика:

$$k_3 = P_{ср} / P_{\max}. \quad (5)$$

## III. МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗНАЧЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА ПРИМЕРЕ ТИПОВЫХ СУТОЧНЫХ ГРАФИКОВ

Статистическому анализу были подвержены разные совокупности, отличающиеся по размерности ( $n$ ) и составу, типовых суточных графиков ЭН, широко используемые в практике проектирования и эксплуатации [8].

Указанным способом (2) смоделированы исходные значения составляющих графиков электрических нагрузок. Ниже показаны результаты статистической обработки выборки размерностью  $n = 22$  типовых суточных графиков. Необходимые для моделирования компоненты первых пяти собственных векторов (соответствующих наибольшему собственному числам) и полученных первых пяти ортогональных графиков ЭН (моделирующих факторов) приведены в табл. I, II. В табл. III показаны поинтервальные исходные и моделируемые значения отдельных электропотребителей, где ( $N_{\#}$ ) обозначает номер позиции графика в исходной выборке и указывает на индекс  $i$  (табл. I).

Таблица I. ЗНАЧЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ ВЕКТОРОВ СУТОЧНЫХ ГРАФИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРИ СТАТИСТИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКЕ ВЫБОРКИ РАЗМЕРНОСТЬЮ  $N = 22$

$\bar{V}_k$ $i$	$\bar{V}_1$	$\bar{V}_2$	$\bar{V}_3$	$\bar{V}_4$	$\bar{V}_5$
1	0,262	0,063	-0,058	-0,062	-0,035
2	0,254	0,086	0,006	-0,067	-0,003
3	0,091	0,015	0,122	0,151	-0,072
4	0,074	0,019	-0,043	0,099	-0,120
5	0,217	0,153	0,148	-0,073	-0,183
6	0,144	0,118	-0,037	-0,075	-0,117
7	0,060	0,521	0,011	0,073	0,637
8	0,347	-0,102	-0,128	0,091	-0,115
9	0,149	-0,048	0,269	0,660	-0,193
10	0,233	-0,110	-0,317	-0,170	-0,065
11	0,075	0,069	0,020	-0,079	0,021
12	-0,129	-0,062	-0,072	0,479	0,142
13	0,297	-0,561	-0,311	0,040	0,179
14	0,257	-0,414	0,410	-0,077	0,435
15	0,233	0,233	-0,072	-0,066	0,119
16	0,017	0,135	-0,649	0,344	0,093
17	0,338	0,223	0,051	-0,092	-0,109
18	0,081	0,049	-0,089	-0,056	0,039
19	0,254	0,045	-0,126	-0,148	-0,108
20	0,211	-0,011	0,062	0,096	0,380
21	0,348	0,159	0,191	0,244	-0,193
22	0,055	0,091	0,065	-0,041	-0,026

Таблица II. ЗНАЧЕНИЯ МОДЕЛИРУЮЩИХ ФАКТОРОВ

$\bar{\Gamma}_k$ $j$	$\bar{\Gamma}_1$	$\bar{\Gamma}_2$	$\bar{\Gamma}_3$	$\bar{\Gamma}_4$	$\bar{\Gamma}_5$
1	-0,925	-0,240	-0,049	-0,131	-0,136
2	-1,148	-0,032	0,075	-0,051	-0,270
3	-0,967	0,422	-0,166	0,181	0,295
4	-0,045	0,628	0,484	0,128	0,062
5	0,698	0,326	-0,214	-0,184	-0,275
6	0,303	-0,052	-0,472	-0,045	-0,091
7	0,400	0,577	-0,196	-0,159	0,076
8	0,513	-0,077	0,019	-0,129	0,312
9	0,467	-0,202	0,548	-0,252	-0,084
10	0,470	-0,173	0,027	0,581	-0,205
11	0,490	-0,471	-0,025	0,177	0,132
12	-0,256	-0,707	-0,030	-0,116	0,184

Таблица III. ЗНАЧЕНИЯ СУТОЧНЫХ ГРАФИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРИ СТАТИСТИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКЕ ВЫБОРКИ РАЗМЕРНОСТЬЮ  $N = 22$ 

С/Х промышленность (№ 7)				MS = 0,547		
$t, ч$	0 – 2	2 – 4	4 – 6	6 – 8	8 – 10	10 – 12
$P^{исх}$ , о.е.	0,300	0,240	0,900	0,960	0,560	0,500
$P^{мод}$ , о.е.	0,270	0,287	0,908	0,925	0,567	0,471
$t, ч$	12 – 14	14 – 16	16 – 18	18 – 20	20 – 22	22 – 24
$P^{исх}$ , о.е.	0,900	0,700	0,400	0,400	0,400	0,300
$P^{мод}$ , о.е.	0,906	0,726	0,403	0,397	0,427	0,271
Железобетонный завод (№ 13)				MS = 0,529		
$t, ч$	0 – 2	2 – 4	4 – 6	6 – 8	8 – 10	10 – 12
$P^{исх}$ , о.е.	0,420	0,080	0,080	0,080	0,510	0,840
$P^{мод}$ , о.е.	0,404	0,183	0,057	0,013	0,620	0,795
$t, ч$	12 – 14	14 – 16	16 – 18	18 – 20	20 – 22	22 – 24
$P^{исх}$ , о.е.	0,410	0,750	0,580	0,760	0,920	0,920
$P^{мод}$ , о.е.	0,385	0,719	0,611	0,757	0,946	0,859
Локомотиворемонтный завод (№ 10)				MS = 0,626		
$t, ч$	0 – 2	2 – 4	4 – 6	6 – 8	8 – 10	10 – 12
$P^{исх}$ , о.е.	0,490	0,330	0,300	0,410	0,900	0,770
$P^{мод}$ , о.е.	0,436	0,362	0,354	0,546	0,753	0,702
$t, ч$	12 – 14	14 – 16	16 – 18	18 – 20	20 – 22	22 – 24
$P^{исх}$ , о.е.	0,850	0,660	0,560	0,690	0,730	0,820
$P^{мод}$ , о.е.	0,656	0,754	0,757	0,755	0,792	0,644
Угледобыча (№ 4)				MS = 0,874		
$t, ч$	0 – 2	2 – 4	4 – 6	6 – 8	8 – 10	10 – 12
$P^{исх}$ , о.е.	0,800	0,800	0,829	0,829	0,929	0,929
$P^{мод}$ , о.е.	0,805	0,789	0,802	0,870	0,925	0,896

ПРОДОЛЖЕНИЕ ТАБЛ. III

$t, ч$	12 – 14	14 – 16	16 – 18	18 – 20	20 – 22	22 – 24
$P^{исх}$ , о.е.	0,929	0,829	0,915	1,00	0,893	0,800
$P^{мод}$ , о.е.	0,903	0,911	0,908	0,908	0,910	0,855

Число  $M$  фиксировалось при достижении коэффициента корреляции  $R$  не менее 0,7, при этом среднее линейное отклонение  $\varepsilon$  не превышало 5,0 %, отмеченное необходимое количество моделирующих факторов показано в табл. IV. Метод эффективен при  $M \square n$ .

Таблица IV. РЕКОМЕНДУЕМОЕ КОЛИЧЕСТВО ФАКТОРОВ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ СТАТИСТИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКЕ ВЫБОРКИ РАЗМЕРНОСТЬЮ  $N = 22$ 

Электропотребитель	$k_3$	$k_{np}$	$M$	$\varepsilon, \%$	$R$
С/х промышленность	0,569	0,250	5	0,312	0,995
ЭО сельских жилых домов	0,445	0,263	4	0,887	0,962
Щебёночный завод	0,789	0,420	4	2,34	0,858
Железобетонный завод	0,575	0,087	3	1,63	0,984
Бытовая нагрузка	0,586	0,250	3	1,49	0,932
Шпалопропиточный завод	0,676	0,250	3	3,066	0,872
Локомотиворемонтный завод	0,695	0,333	2	3,90	0,787
Чёрная металлургия	0,896	0,830	2	0,143	0,820
Стрелочный завод	0,864	0,714	2	0,515	0,702
Тяжелое машиностроение	0,872	0,727	2	0,399	0,700
Деревоперерабат. пром.	0,663	0,309	1	2,029	0,915
Ремонтно-механич. завод	0,683	0,334	1	2,390	0,893
Вагоноремонтный завод	0,683	0,350	1	1,043	0,926
Станкостроение	0,745	0,460	1	1,821	0,825
Автомобилестроение	0,775	0,470	1	1,199	0,893
Производство стройматериалов	0,822	0,480	1	1,710	0,827
Машиностроение	0,746	0,485	1	0,591	0,930
Металлообработка	0,794	0,526	1	0,436	0,946
Прядильно-ткацкие фабрики	0,796	0,560	1	1,265	0,838
Пищевая промышленность	0,827	0,672	1	0,497	0,839
Торфопереработка	0,859	0,723	1	0,421	0,715
Угледобыча	0,874	0,800	1	0,238	0,733

Из результатов статистически представительного количества проведённых опытов установлена зависимость рекомендуемого числа моделирующих факторов ( $M$ ) от конфигурации графика электрических нагрузок ( $\Gamma_{ЭН}$ ). При изменении исследуемых параметров как случайных величин согласно нормальному закону выделены в соответствии с распределением Стьюдента и уровнем достоверности  $\beta = 0,95$  интервалы значений коэффициентов  $k_3$  и  $k_{np}$ , характеризующих неравномерность графиков и сложность реконструкции параметров многорежимности (табл. V).

Таблица V. НЕОБХОДИМОЕ ЧИСЛО МОДЕЛИРУЮЩИХ ФАКТОРОВ ДЛЯ ИНТЕРВАЛОВ ВЫСОКОЙ И НИЗКОЙ НЕРАВНОМЕРНОСТИ

Графики высокой неравномерности		Количество моделирующих факторов $\bar{M}$
	границы интервала	
$k_{нр} = 0,226 \pm 0,038$	$k_{нр}^{гран} = 0,266 \rightarrow 0,00$	$M \geq 3$
$k_3 = 0,461 \pm 0,164$	$k_3^{гран} = 0,626 \rightarrow 0,00$	
Графики низкой неравномерности		
$k_{нр} = 0,412 \pm 0,070$	$k_{нр}^{гран} = 0,342 \rightarrow 1,00$	$M = 1 \div 2$
$k_3 = 0,741 \pm 0,048$	$k_3^{гран} = 0,693 \rightarrow 1,00$	

Графики, коэффициенты которых находятся в интервале  $k_{нр} \in [0,00 \div 0,266]$  и  $k_3 \in [0,00 \div 0,626]$ , характеризуются как графики высокой неравномерности, отличаются заметной ступенчатостью, для их реконструкции необходимо от 3 и более моделирующих фактора. Графики, коэффициенты которых находятся в интервале  $k_{нр} \in [0,342 \div 1,00]$  и  $k_3 \in [0,693 \div 1,00]$ , – графики низкой неравномерности. Для их реконструкции достаточно 1-2 факторов  $\bar{M}$ . Восстановление графиков с коэффициентами  $k_{нр} \in [0,250 \div 0,353]$  и  $k_3 \in [0,558 \div 0,695]$  сильно зависит от условий моделирования – корреляции графиков и размерности МКМ [9]. Для реконструкции таких параметров требуется  $M = 1 \div 3$  моделирующих фактора.

Стоит подчеркнуть, что при вероятностно-статистическом моделировании параметров ЭН возможны случайные отклонения величин, интервал неравномерности и рекомендуемое количество факторов не являются жёстко установленными и зависят от особенностей графика электропотребления и условий моделирования. Таким образом, могут быть отдельные реализации как исключение из общего правила (табл. IV, щебёночный завод).

#### IV. ВЫВОДЫ

1. Расчётные эксперименты показали определённую статистическую устойчивость и универсальность компактных обобщающих моделирующих факторов, которые позволяют с достаточной точностью реконструировать изменение анализируемых параметров электрических режимов и их интегральные характеристики.

2. Установлена численная взаимосвязь области неравномерности и заполнения моделируемых ГЭН и количества моделирующих ортогональных факторов. С ростом неравномерности и уменьшением заполненности ГЭН количество моделирующих факторов  $\bar{M}$  возрастает от 1 до 5.

3. Выделенная связь даёт возможность регулировать вычислительную трудоёмкость реконструкции графиков электрических нагрузок и решения задачи учёта и анализа многорежимности электроэнергетических систем в целом.

#### Список литературы

- [1] Лоули Д.Н., Максвелл А.Е. Факторный анализ как статистический метод. – М.: Мир, 1967. – 144 с.
- [2] Герасименко А.А., Кугушева Н.Ю., Пушмин М.А. Статистическое моделирование графиков электрических нагрузок // Энергетика: Эффективность, надежность, безопасность: Материалы 21-й Всерос. науч.-техн. конф. / Том. политех. ун-т. – Томск: Скан, 2015. – С. 117–120.
- [3] Герасименко А.А., Шульгин И.В. Стохастический метод расчёта нагрузочных потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях // Электрические станции. – 2013. – № 4. – С. 44–59.
- [4] Герасименко А.А., Нешатаев В.Б. Выбор компенсирующих устройств в распределительных сетях электроэнергетических систем // Электричество. – 2014. – № 4. – С. 4–17.
- [5] Надтока И.И., Седов А.В., Холодков В.П. Применение методов компонентного анализа для моделирования и классификации графиков электрической нагрузки // Изв. вузов. Электромеханика. – 1993. – № 6. – С. 21–29.
- [6] Герасименко А.А., Липес А.В. Статистические методы получения и использования интегральных характеристик режимов электрических систем. – М.: Информэнерго, 1982. – 53 с. (ЭН-Д82, № 1048).
- [7] Арзамасцев Д.А., Липес А.В. Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях. – М.: Высшая школа, 1989. – 127 с.
- [8] Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов [и др.]; под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 380 с.
- [9] Герасименко А.А., Кугушева Н.Ю. Статистическое моделирование графиков электрических нагрузок высокой неравномерности // Проспект Свободный-2016: Электрон. сб. материалов междунар. конф. студентов, аспирантов и молодых учёных, посвящённой Году образования в СНГ. – Красноярск, 2016.

# Исследование возможности применения метода гармонического анализа для определения амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности в контролируемом диспетчерским центром сечения

Д.А. Глухов

Фиалиал АО «СО ЕЭС» Саратовское РДУ  
Саратов, Российская Федерация  
motor\_da@mail.ru, gluhov@srdu.ru

В статье изложены результаты исследований нерегулярных колебаний активной мощности в контролируемом диспетчерским центром сечения посредством гармонического анализа фактических значений перетоков.

*Ключевые слова:* контролируемое сечение, межсистемные связи, нерегулярные колебания активной мощности, максимально допустимый переток, аварийно допустимый переток, гармонический анализ, планирование режимов.

## Investigation of the possibility of applying the harmonic analysis to determine the amplitude of irregular oscillations of active power in a section controlled by a dispatch center

D.A. Glukhov

Branch of «SO-UPS» Regional dispatching office of the Saratov's power system  
Saratov, Russian Federation  
motor\_da@mail.ru, gluhov@srdu.ru

The article presents the results of research of irregular oscillations of active power in a section controlled by a dispatch center by means of a harmonic analysis of the actual flows according to telemetry.

*Keywords:* controlled section, interconnection systems, irregular oscillations of active power, maximum allowed power flow, emergency allowed power flow, harmonic analysis, planning of modes.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

При планировании и управлении энергетическим режимом энергосистем (ЭС) для контроля соблюдения нормативных требований к устойчивости ЭС [3] следует использовать значения перетоков активной мощности в контролируемых сечениях (перетоков). При этом наибольший переток, обеспечивающий допустимые параметры электроэнергетического режима в нормальной (ремонтной) схеме, является аварийно допустимым (АДП), а наибольший переток, обеспечивающий допустимые параметры и в послеварийных режимах после нормативных возмущений, является максимально допустимым (МДП) [5]. Критерии, которым должны удовлетворять МДП и АДП, приведены в [3, 5]. В указанных нормативно технических документах (НТД) также отмечена необходимость учитывать в расчетах при определении МДП и АДП амплитуду нерегулярных отклонений (колебаний) активной мощности (НК).

### II. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НК

Существующая НТД [3, 5] содержит рекомендации по косвенному расчету приблизительного значения этих ко-

лебаний, но не указывает на порядок и методы анализа фактического изменения перетоков. При этом в [5] особо отмечено, что данный вид исследования НК является приоритетным при определении МДП и АДП.

#### A. Косвенный метод определения НК

Косвенный метод определения НК содержит рекомендации по расчету НК в полном контролируемом сечении, а также рекомендации по расчету коэффициента распределения активной мощности между частичными контролируемыми сечениями. В соответствии с [3, 5], НК в полном контролируемом сечении определяется по формуле:

$$\Delta P_{н.о} = K \times \sqrt{\frac{P_{н1} \times P_{н2}}{P_{н1} + P_{н2}}}, \quad (1)$$

где  $\Delta P_{н.о}$  – амплитуда нерегулярных отклонений активной мощности в полном контролируемом сечении;  $P_{н1}$ ,  $P_{н2}$  – активная мощность потребления ЭС (части ЭС, совокупности ЭС) с каждой из сторон рассматриваемого сечения;  $K$  – коэффициент, характеризующий способ регулирования перетока.



При этом если регулирование перетока осуществляется оперативно (посредством отдачи диспетчерских команд), значение  $K$  должно приниматься равным 1,5. При автоматическом регулировании, за исключением ряда случаев, данный коэффициент принимается равным 0,75.

Поскольку диспетчерские центры (ДЦ) осуществляют контроль и регулирование перетоков, как правило, в частных сечениях, являющихся совокупностью сетевых элементов одной или нескольких связей, одновременное отключение которых не приводит к разделению ЭС на две изолированные части, но перетоки активной мощности по которым оказывают определяющее влияние на устойчивость ЭС и допустимые режимы работы (допустимую токовую нагрузку) линий электропередач и оборудования, определение НК осуществляется по (1) с учетом (2) [5]:

$$\Delta P_{н.о}^{част} = \Delta P_{н.о} \times \frac{\Delta P_{част}}{\Delta P_{полн}}, \quad (2)$$

где  $\Delta P_{н.о}^{част}$  – амплитуда НК в частичном контролируемом сечении;  $\Delta P_{част}$  – приращение перетока в частичном контролируемом сечении при проведении утяжеления;  $\Delta P_{полн}$  – приращение перетока активной мощности в полном контролируемом сечении при проведении утяжеления.

### В. Экспериментальное определение НК

Экспериментальное изучение НК мощности по межсистемным связям было начато в 1957 – 1958 гг. в ОДУ ЕЭС и ОАТН Энергосетьпроекта под руководством С.А. Савалова и М.Д. Кучкина [2, 6]. В 1960 – 1962 гг. оно проводилось также во ВНИИЭ [2, 4, 6]. Необходимость в исследовании НК была вызвана работой по объединению энергосистем Центра, Урала, Сибири и Северного Кавказа.

Уже на первых этапах исследований было выявлено, что НК представляют собой негармонический периодический колебательный процесс, амплитуда которого тем выше, чем выше период колебаний. Другими словами, данный процесс представляет собой результат сложения колебаний с различными частотами.

Информационные технологии (ИТ) того времени диктовали необходимость математического описания процесса НК для его дальнейшего прогнозирования и учета в расчете допустимых перетоков. Это объясняется низким уровнем наблюдаемости сетевых элементов и процессов, происходящих в энергосистеме в те годы, а следовательно, невозможностью создания экспериментальной оценки для каждой связи и сечения в отдельности.

В качестве результатов исследований были предложены всевозможные вероятностные характеристики НК при различных интервалах усреднения, а также указания по отстройке от этих колебаний при определении допустимых перетоков с применением метода косвенного расчета НК.

## III. ГАРМОНИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Современные ИТ позволяют детально проанализировать значения фактических перетоков в контролируемом ДЦ сечении, поскольку эти значения можно выгрузить из ретроспективы телеизмерений в виде числовых массивов.

Применяя гармонический анализ, можно выделить амплитуды основных гармонических составляющих, их фазы и частоты для каждого сечения, что могло бы помочь в исследовании НК, а также в описании математической модели прогноза перетоков. Последнее предположение имеет особый интерес на энергетических рынках для повышения точности расчетной рыночной модели энергосистемы.

### А. Гармонический анализ негармонических колебательных процессов

Сущность метода гармонического анализа заключается в том, что негармонический периодический колебательный процесс представляют как результат сложения некоторого числа гармонических колебаний. На рис. 1 приведено простейшее негармоническое колебание, состоящее из двух гармонических составляющих.

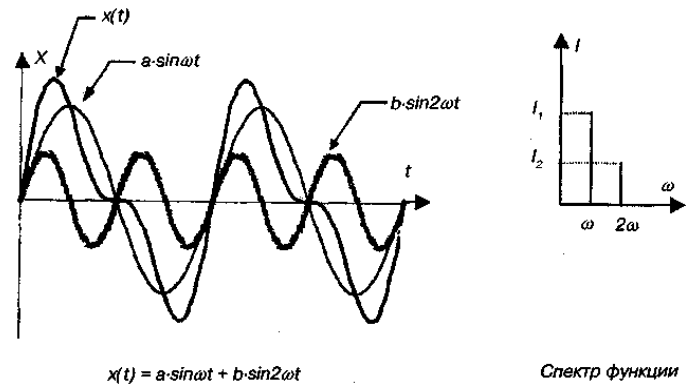


Рис. 1. Пример разложения простейшего негармонического колебания на гармонические составляющие

Как видно из рисунка, результирующая сумма гармонических колебаний описывается математически как сумма описывающих их уравнений. Это выражение, называемое рядом Фурье, в общем виде представлено в (3):

$$f(t) = A_0 + \sum_{n=1}^{\infty} A_n \sin\left(n \frac{2\pi}{T} t + \varphi_n\right), \quad (3)$$

где  $A_0$  – постоянная составляющая  $f(t)$ ;  $A_n$  – амплитуда  $n$ -го гармонического колебания;  $n \frac{2\pi}{T}$  – круговая частота гармонического колебания;  $\varphi_n$  – начальная фаза  $n$ -го гармонического колебания.

Используя преобразования Фурье, можно исходную функцию разложить на гармонические составляющие, а следовательно, определить амплитуду и начальную фазу  $n$ -го гармонического колебания.

### В. Применение анализа Фурье как инструмента гармонического анализа при расчете амплитуды НК

Имея значения фактических перетоков в контролируемом сечении в виде числового массива, можно провести анализ Фурье и выделить гармонические составляющие полученной функциональной зависимости.

В рамках проводимого исследования по оценке возможности применения метода гармонического анализа для определения амплитуды НК в контролируемых сечениях был проведен гармонический анализ фактических

значений перетоков в сечениях «Балаково – Саратов», «Дефицит ПБ-ЛБ», «Саратов», «Левый Берег», «Центр-110», контролируемых филиалом ОАО «СО ЕЭС» Саратовское РДУ (СРДУ). На рис. 2 приведен график фактических перетоков в контролируемом сечении «Балаково – Саратов» за 2015 г., состоящем из следующих сетевых элементов: ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Курдюм, ВЛ 500 кВ Саратовская ГЭС – Курдюм, ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Буровка тяговая с отпайкой на ПС Вольская, ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Саратовская, ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Терешка с отпайкой на ПС Вольская.

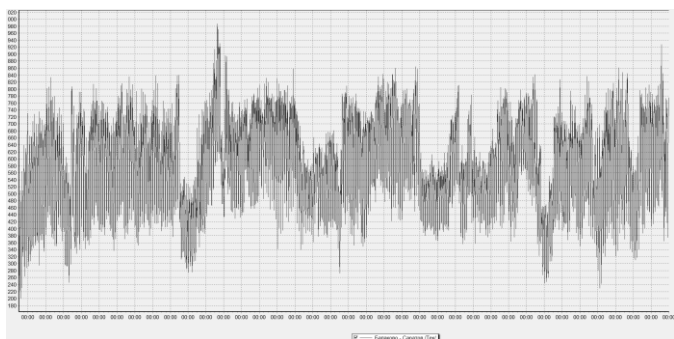


Рис. 2. График фактических значений перетоков активной мощности в контролируемом сечении «Балаково – Саратов»

Как видно из рисунка, график представляет собой сложный негармонический колебательный процесс. Результаты гармонического анализа посредством преобразований Фурье приведенного на данном рисунке колебательного процесса сведены в таблицу.

Как видно из таблицы, результаты анализа указывают лишь на наличие низкочастотных регулярных колебаний. Высокочастотные же гармонические составляющие оказались настолько малы, что их влиянием можно пренебречь.

Поскольку НК представляют собой сумму колебательных процессов с периодами 1 – 10 с и периодами, кратными нескольким минутам [4], практический интерес в исследовании данного явления представляют колебания именно высокочастотные.

РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ФУРЬЕ ФАКТИЧЕСКИХ ЗНАЧЕНИЙ ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕЧЕНИИ «БАЛАКОВО – САРАТОВ»

Амплитуда колебаний, МВт	Период колебаний
582,45	1 год
46,54	1 сутки
24,79	12 часов
19,82	2 месяца
17,85	1 месяц
14,07	6 месяцев
11,79	2 недели
8,35	1 неделя
7,31	6 часов
7,11	4 часа

Для рассматриваемого сечения значения НК, полученные посредством косвенного расчета по (1) с учетом (2), составляют приблизительно от 30 до 50 МВт в зависимости от схемно-режимной ситуации. Данные значения учитываются при определении МДП и АДП, а следовательно, при управлении режимами работы ЭС Саратовской области и планировании.

Получить функциональные зависимости НК не удалось и для других вышеуказанных сечений. Таким образом, предположение о непредсказуемости данного колебательного процесса подтвердилось, а гипотеза о возможности математического описания на данном этапе исследования была опровергнута.

### С. Вейвлет-преобразования фактических значений перетоков

Все достоинства преобразования Фурье имеет также вейвлет-преобразование. Кроме того, несмотря на высокую сложность вычислительного процесса, вейвлет-преобразование позволяет анализировать не поддающиеся другим способам преобразований колебательные процессы для их последующего математического описания.

Вейвлеты — это обобщенное название математических функций определенной формы, которые локальны во времени и по частоте и в которых все функции получаются из одной базовой, изменяя её (сдвигая, растягивая). При проведении вейвлет-преобразований можно разномасштабные процессы рассматривать только в тех масштабных уровнях разложения, которые представляют интерес.

Вейвлет-преобразование широко используется для анализа сигналов. Помимо этого, оно находит большое применение в области сжатия данных [1]. Процесс простейшего вейвлет-преобразования негармонического сигнала приведен на рис. 3.

Для проведения вейвлет-преобразований колебательного процесса, приведенного на рис. 2, а также аналогичных ему для других рассматриваемых сечений необходимо создать программный комплекс (ПК). Итогом результатом расчетов, проводимых указанным ПК, могли бы быть амплитуды спектральных составляющих НК.

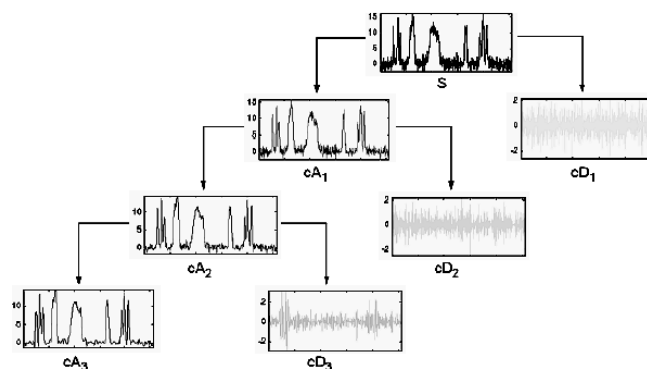


Рис. 3. Дерево последовательного разложения сигнала посредством вейвлет-преобразования

На данном этапе исследований ведутся работы по изучению возможности создания алгоритма вейвлет-преобразований числовых массивов с последующим формированием специального пакета анализа на базе MS Excel.

## IV. ВЫВОДЫ

### А. Оценка возможности применения метода гармонического анализа для определения амплитуды НК

На основании проведенных исследований можно сделать вывод о том, что НК являются сложным негармони-

ческим колебательным процессом, который накладывается на сумму низкочастотных гармонических колебаний. Нерегулярность данного колебательного процесса не позволяет произвести его обоснованное математическое описание простейшими расчетами.

Используемый на данном этапе метод гармонического анализа фактических значений перетоков является одним из гипотетически возможных методов экспериментального определения усредненной амплитуды НК.

*В. Практическое применение результатов гармонического анализа параметров энергетических режимов*

Результаты проведенного анализа Фурье, сведенные в таблицу, могут быть использованы в рамках планирования электроэнергетических режимов.

Выявленные амплитуды гармонических составляющих таких динамических показателей, как перетоки в контролируемых сечениях, потребление энергорайонов и энергосистем в целом, а также их фазовые характеристики, могут помочь в формировании уточненной математической

модели ЭС. Данная модель, в свою очередь, повысила бы точность долгосрочного и краткосрочного планирования режимов ЭС.

**Список литературы**

- [1] Chui C.K. An Introduction to Wavelets / C.K. Chui. – San Diego: Academic Press, 1992. – 265 p.
- [2] Кучкин М.Д. Автоматическое регулирование перетоков мощности по межсистемным связям / М.Д. Кучкин, С.А. Совалов. – М.: Энергия, 1965. – С. 46–96.
- [3] Методические указания по устойчивости энергосистем: СО 153-34.20.576.2003 / Минэнерго РФ. – 2003. – 14 с.
- [4] Портной М.Г. Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости / М.Г. Портной, Р.С. Рабинович. – М.: Энергия, 1978. – С. 189–231.
- [5] Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС»: СТО 59012820.27.010.001-2013 / ОАО СО ЕЭС. – М., 2013. – 36 с.
- [6] Совалов С.А. Режимные характеристики объединенных энергосистем Центра, Урала и Юга / С.А. Совалов, М.Д. Кучкин. – М.-Л.: ГЭИ, 1962. – 44 с.

# Оценка эффективности управляющих воздействий для сохранения синхронной динамической устойчивости на сильных связях при близких затяжных коротких замыканиях

В.В. Гречушников<sup>1</sup>, Н.Р. Вагапов<sup>2</sup>, Е.А. Понамарев<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», Томск, Россия

<sup>2</sup>Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, Кемерово, Россия

<sup>3</sup>ООО «НПП “ЭКРА”», Чебоксары, Россия

Lyynx007@mail.ru

Выполнено исследование эффективности управляющих воздействий для предотвращения нарушения синхронной динамической устойчивости. Показано, что управляющие воздействия, такие как импульсная разгрузка турбин, электрическое торможение, отключение генераторов при близких и затяжных коротких замыканиях на сильных связях, оказываются малоэффективными из-за электрической близости узлов системы, с которыми связана электростанция, и из-за большого относительного ускорения роторов генераторов. Расчеты выполнены на программно-аппаратном комплексе RTDS для обобщенной схемы электростанции. Также приводятся данные по расчетам устойчивости генераторов Березовской ГРЭС. Обращается внимание на целесообразность проведения исследований способов повышения синхронной динамической устойчивости, которые обеспечивают снижение энергии ускорения при электромеханическом переходном процессе.

*Ключевые слова: синхронная динамическая устойчивость, близкие затяжные короткие замыкания, сильные связи, эффективность управляющих воздействий.*

## Efficiency assessment of control actions for saving synchronous transient stability of strong interconnections under nearby lengthy faults

N.R. Vagapov<sup>1</sup>, E.A. Ponamarev<sup>2</sup>, V.V. Grechushnikov<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Branch JSC “SO UPS”, IDO Siberia, Kemerovo, Russia

<sup>2</sup>Ltd RPE “EKRA”, Cheboksary, Russia

<sup>3</sup>National research Tomsk polytechnic university”, Tomsk, Russia

Lyynx007@mail.ru

Efficiency assessment of control actions for saving synchronous transient stability is shown. The paper shows that efficiency of control actions such as fast turbine valving control, bias electrical restraint and generators dropping of strong interconnections under nearby lengthy faults is low due to electrical proximity between the system and the power plant and sufficient acceleration of generator rotors. Calculations are based on generalized chart power plant and RTDS software package is used. Also, Berezovskaja SDPP transient stability data are shown. Attention must be given to researching of control actions which reduce acceleration area in transient electromechanical process.

*Keywords: synchronous transient stability, nearby lengthy faults, strong interconnection, efficiency assessment of control actions.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Среди комплекса требований, которые должны выполняться при планировании режимов и управлении режимами электроэнергетических систем, одним из важнейших является соблюдение требований к устойчивости параллельной работы частей энергосистемы.

Данные требования приведены в «Методических указаниях по устойчивости» [1] и в стандарте «Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС» [2].

В соответствии с методическими указаниями [1], статическая аperiodическая и динамическая устойчивость

должны быть обеспечены при нормативных возмущениях. Наиболее актуальна задача обеспечения устойчивости межсистемных связей, которые в большинстве случаев относятся к категории слабых. Для таких связей локальные и централизованные комплексы автоматики предотвращения нарушения устойчивости ориентированы на обеспечение условий статической аperiodической устойчивости в нормальной и ремонтных схемах и в послеаварийных режимах, образующихся при нормативных возмущениях. Слабые связи меньше подвержены опасности нарушения динамической устойчивости, так как возмущения на электропередаче вызывают относительно небольшие небалансы мощности на валах агрегатов турбина – генератор и, следовательно, небольшое относительное скольжение.

Сильные связи, то есть связи, у которых предел по статической аperiodической устойчивости значительно превышает суммарную мощность меньшей из соединяемых частей системы, больше подвержены опасности нарушения динамической устойчивости.

Наиболее характерным случаем сильной связи является совокупность линий, связывающих отдельные электростанции с системой. Например, Березовская ГРЭС связана с системой шестью сравнительно короткими линиями на напряжении 500 кВ.

Еще одним важным видом объекта с точки зрения рассматриваемого вопроса являются районы энергосистемы с концентрированным расположением нескольких электростанций и мощных ответственных потребителей. Например, Северный район Кузбасской энергосистемы, где три электростанции – Ново-Кемеровская ТЭЦ, Кемеровская ГРЭС и Кемеровская ТЭЦ – связаны между собой и с системой короткими линиями 110 кВ. Примерно такая же ситуация имеет место и в Южном районе Кузбасской энергосистемы.

Внимание, которое сейчас уделяется решению задач обеспечения синхронной динамической устойчивости (СДУ) генераторов электростанций, объясняется тем, что расчеты, выполняемые на базе современных программных комплексов, показали нарушение СДУ генераторов электростанций при тяжелых нормативных возмущениях, принимаемых в соответствии с [1]. При связи электростанций линиями 500 кВ таким возмущением является двухфазное короткое замыкание (КЗ) на землю с отказом одного выключателя и последующим действием устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ). Выключатели на напряжение 500 кВ имеют пофазный привод. Вероятность отказа выключателей всех фаз предполагают малой и в расчетной практике принимают отказ только одной фазы, связанной с землей, поэтому на полное время действия УРОВ двухфазное КЗ на землю переходит в однофазное.

Так как в рассматриваемых случаях связь электростанции с системой имеет большой запас по статической аperiodической устойчивости, то после нарушения СДУ и кратковременного асинхронного режима может наступить самопроизвольная ресинхронизация за счет действия автоматических регуляторов частоты вращения турбин. Однако даже ограниченный по времени асинхронный режим может привести к развитию аварии в случае, если в зоне электрического центра качаний подключены ответственные потребители или другие электростанции.

Наиболее очевидным режимным мероприятием для предотвращения нарушения СДУ является ограничение доаварийной загрузки электростанции, что по понятным причинам нежелательно. Например, расчеты выполненные в ПК Eurostag, показывают, что без применения каких-либо специальных средств СДУ генераторов Березовской ГРЭС сохраняется при ограничении ее доаварийной загрузки до 2100 МВт при установленной мощности 2400 МВт. В северном районе Кузбасской энергосистемы синхронная динамическая устойчивость сохраняется при ограничении суммарной мощности электростанций до 50 % от установленной мощности.

Специальную автоматику для предотвращения нарушения СДУ при названных выше возмущениях принято называть «Автоматика разгрузки при близких коротких замыканиях и затяжных коротких замыканиях (АРБКЗ и АРЗКЗ)» [3]. В АРБКЗ и АРЗКЗ в качестве управляющих воздействий (УВ), как известно, может использоваться [3]:

- импульсная разгрузка турбин (ИРТ);
- электрическое торможение (ЭТ);
- отключение генераторов (ОГ);
- опережающее деление сети (ДС).

Известно также предложение автоматически снижать выдержку времени УРОВ (ускорение УРОВ).

В качестве пускового фактора и для дозировки УВ может использоваться сброс мощности генераторов или снижение напряжения прямой последовательности при КЗ с контролем загрузки генераторов или перетока активной мощности в сечении связи с системой, время существования КЗ и доаварийная схема станции и прилегающей сети.

Далее рассматривается задача оценки эффективности УВ в случаях, основная особенность которых состоит в следующем:

- электрическая близость к генераторам электростанции узлов мощной энергосистемы;
- большое ускорение относительного движения роторов агрегатов турбина – генератор.

## II. ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Возможная эффективность УВ и условия их использования иллюстрируются на примере электростанции (рис. 1), содержащей 4 блока по 500 МВт и связанной с системой 4 линиями 500 кВ длиной 350 км. Расчеты выполнены на программно-аппаратном комплексе (ПК) RTDS.

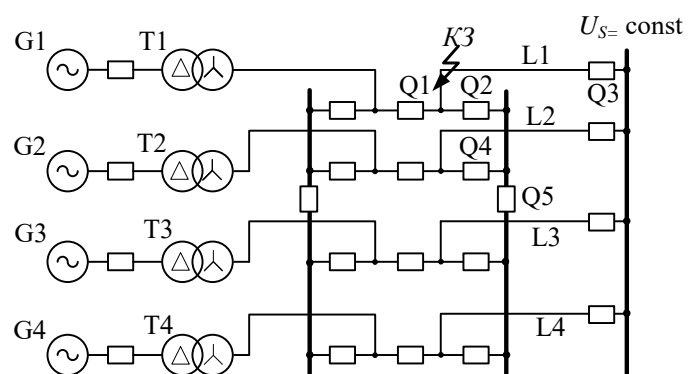


Рис. 1. Схема замещения электростанции

В качестве возмущения принято 2-фазное КЗ на землю на шинах 500 кВ с отказом одной фазы выключателя Q2. Полное время отключения КЗ без отказа выключателя по рекомендациям [1] принято равным 0,12 с, выдержка времени УРОВ – 0,3 с.

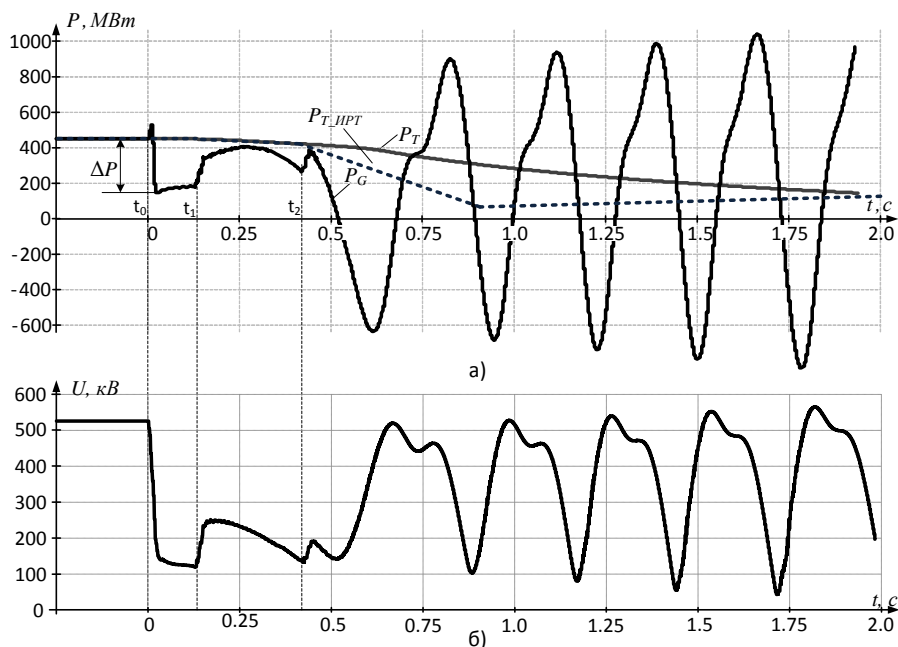


Рис. 2. Расчетные осциллограммы электромеханического переходного процесса при принятом возмущении: а – электрическая мощность генератора и мощность турбины; б – напряжение на шинах электростанции

При принятых параметрах возмущения СДУ нарушается. Процесс иллюстрируется на рис. 2, а, из которого видно, что из-за большого ускорения угол ЭДС генератора за время менее 0,5 с достигает критического. Если выключатель не отказывает, то синхронная динамическая устойчивость сохраняется, и поэтому для ввода УВ необходимо контролировать напряжение прямой последовательности и длительность существования КЗ.

### III. ИМПУЛЬСНАЯ РАЗГРУЗКА ТУРБИН

Использование этого способа затрудняется тем, что импульсные характеристики турбин (зависимость мощности от времени при подаче управляющего сигнала на разгрузку) индивидуальны и могут быть нестабильными даже на одних и тех же турбинах.

Сопоставим импульсную характеристику турбины с динамикой изменения электрической мощности генератора. Для анализа примем основные параметры импульсной характеристики, полученной экспериментально для агрегатов Березовской ГРЭС: время от подачи сигнала на ИРТ до начала снижения мощности – 0,231 с, время до достижения минимальной мощности, равной 20 % от исходной, – 0,732 с, время восстановления мощности до 95 % – 6,25 с. С учетом необходимости контроля длительности существования КЗ и аппаратной задержки время от момента возникновения КЗ до начала снижения мощности может составить 0,431 с, а до достижения минимальной мощности – около 0,9 с. Изменение мощности турбины с учетом ИРТ показано на рис. 2, а (пунктирная линия). Как видно, при принятых условиях ИРТ не может обеспечить предотвращение нарушения СДУ. Расчеты, выполненные, например, для генераторов Березовской ГРЭС, также показали низкую эффективность ИРТ.

### IV. ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ТОРМОЖЕНИЕ

Традиционно под ЭТ понимают подключение в какой-либо точке сети, по возможности электрически близкой к

генераторам, резисторов, которые принято называть тормозными резисторами. В данном случае предусматривается подключение тормозного резистора к шинам 500 кВ электростанции. При принятых условиях ЭТ оказывается неэффективным, что обусловлено следующими факторами.

Подключение тормозного резистора целесообразно выполнять после отключения КЗ, когда ожидается повышение напряжения в точке подключения. Однако даже после отключения КЗ напряжение остается пониженным, так как к этому моменту относительный угол вектора ЭДС генератора из-за большого ускорения может составлять 120 – 130°, а электрический центр качаний из-за соизмеримости эквивалентных сопротивлений блоков электростанции и совокупности линий связи с системой может находиться вблизи шин станции. На рис. 2, б показано изменение напряжения в ходе электромеханического переходного процесса при принятом возмущении. Как видно, напряжение и после отключения КЗ продолжает снижаться до момента, когда взаимный угол достигает значения около 180°.

Кроме этого, из-за электрической близости точек подключения к мощной системе мощность тормозного резистора только частично падает на генераторы электростанции.

### V. ОТКЛЮЧЕНИЕ ЧАСТИ ГЕНЕРАТОРОВ

О негативных последствиях ОГ на тепловых электростанциях известно. На гидроэлектростанциях с технологической точки зрения это УВ вполне может широко применяться. Эффективность ОГ для сохранения СДУ в рассматриваемых ситуациях сильно снижается также из-за электрической близости мощной энергосистемы, поэтому изменение мощности отключаемых генераторов на стадии электромагнитного переходного процесса воспринимается не только параллельно работающими генераторами электростанции, но и генераторами системы.

В приведенном выше примере только менее половины мощности отключаемых генераторов падает на оставшие-

ся в работе генераторы. Аналогичная ситуация имеет место и на Березовской ГРЭС. После отключения одного из трех генераторов наброс мощности на оставшиеся в работе составляет 35 % от исходной электромагнитной мощности отключаемого генератора. Остальные 65 % распределяются в основном между электростанциями ОЭС Сибири, находящимися в электрической близости к Березовской ГРЭС.

#### VI. ПРИМЕНЕНИЕ УВ, ПРИВОДЯЩИХ К СНИЖЕНИЮ ЭНЕРГИИ УСКОРЕНИЯ

Рассмотренные виды УВ в принципе могут приводить к увеличению энергии торможения и, возможно, только в малой степени к уменьшению энергии ускорения. Однако, как показано выше, эти УВ в ряде случаев не обеспечивают предотвращения нарушения СДУ. В связи с этим целесообразно рассмотреть мероприятия, которые приводят к снижению энергии ускорения.

Одно из таких мероприятий известно и практически применяется [4]. Это автоматическое ускорение УРОВ по факту фиксации тяжести КЗ. Например, расчеты, выполненные для Березовской ГРЭС, показали, что совместное использование ОГ и ускорение УРОВ с 0,28 до 0,23 с позволяет сохранить СДУ при отключении одного генератора из трех. Без ускорения УРОВ СДУ сохраняется только при отключении двух генераторов.

Возможно, заслуживает внимания способ повышения уровня СДУ, который принято называть торможением токами нулевой последовательности, заключающийся в том, что нейтрали трансформаторов блоков заземляются через резистор [5, 6]. Тормозной эффект при этом имеет место во время существования КЗ, связанного с землей, и, следовательно, снижает энергию ускорения. Сопротивление заземляющего резистора должно быть таким, чтобы напряжение на нейтрали трансформаторов блоков при КЗ не превышало допустимого значения. Исследование этого способа выполнено для схемы электростанции по рис. 1 с учетом того, что изоляция нейтрали трансформаторов мощностью 630 МВА с высшим напряжением 500 кВ должна выдерживать испытательное напряжение промышленной частоты 85 кВ в течение одной минуты [7]. Включение сопротивления в цепь нейтрали должно быть согласовано с заводом-изготовителем. Расчеты показали, что при заземлении нейтрали трансформаторов через ре-

зистор предельная загрузка электростанции в доаварийном режиме при принятом виде возмущения может быть увеличена с 1680 до 1820 МВт. Данный способ повышения уровня СДУ требует дальнейших исследований.

#### VII. ВЫВОД

Эффективность управляющих воздействий, таких как импульсная разгрузка турбин, электрическое торможение, отключение генераторов при близких и затяжных КЗ, на сильных связях оказывается низкой из-за электрической близости узлов системы, с которыми связана электростанция, и из-за большого относительного ускорения роторов генераторов.

В связи с этим целесообразно проводить дальнейшие исследования способов повышения СДУ, которые обеспечивают снижение энергии ускорения при электромеханическом переходном процессе.

#### Список литературы

- [1] Методические указания по устойчивости энергосистем (утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №277). – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 16 с.
- [2] Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС»: СТО 59012820.27.010.001-2013. Утвержден и введен в действие 18.01.2013.
- [3] Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.
- [4] Вагапов Н.Р. Управляющее воздействие «Ускорение УРОВ» и динамическая устойчивость Березовской ГРЭС // Релейная защита и автоматизация. – 2014. – № 1. – С. 26–28.
- [5] Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем / Под ред. Л.А. Жукова. – М.: Энергия, 1979. – 455 с.
- [6] Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учеб. для электроэнергет. спец. вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1985. – 536 с.
- [7] ГОСТ 17544-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220, 330, 500 и 750 кВ. Технические условия. - Взамен ГОСТ 15957-70, ГОСТ 17544-72, ГОСТ 17545-72; Введ. 1986-07-01.

# Характеристики трендов суточных графиков электрической нагрузки многоквартирных жилых домов и микрорайонов

Д.Ю. Гринько, Н.О. Терещук, А.В. Павлов, И.И. Надтока  
ЮРГПУ (НПИ) им. М.И. Платова  
Новочеркасск, Россия  
nick237@mail.ru

Строящиеся в настоящее время новые микрорайоны мегаполисов являются потребителями электроэнергии, мощность которых в часы максимумов может достигать от 10 до 70 МВт. Существующие в действующих методиках расчетов электрических нагрузок многоквартирных жилых домов (МКД) удельные нагрузки не соответствуют фактическому электропотреблению, что создает проблему, заключающуюся в значительном завышении проектных электрических нагрузок трансформаторных подстанций (ТП) и микрорайонов. Из-за завышения проектных электрических нагрузок необоснованно увеличивается плата за присоединение к электрическим сетям энергоснабжающей организации.

Определены взаимные корреляционные функции (ВКФ) графиков нагрузки, предложены типовые модели ВКФ для учета взаимной коррелированности нагрузок. Показано, что при определении суммарных электрических нагрузок жилой части многоквартирных домов на различных уровнях системы электроснабжения необходимо учитывать взаимную коррелированность графиков нагрузки домов и ТП 10/0,4 (20/0,4) кВ. Предложены расчетные формулы для определения максимальной нагрузки жилой части МКД и микрорайона, в которых в качестве исходных данных используются средние нагрузки квартир и коэффициенты, учитывающие взаимную коррелированность нагрузок.

*Ключевые слова: суточный график электрической нагрузки, расчетные электрические нагрузки, трансформаторная подстанция, микрорайон, тренд, дисперсия графика нагрузки, корреляционные функции.*

## Trends characteristics of random graphs electrical load of apartment buildings and microdistrict

D.Y. Grinko, N.O. Tereschuk, A.V. Pavlov, I.I. Nadтока  
Platov South – Russian State Polytechnic University (NPI)  
Novocherkassk, Russia  
nick@237mail.ru

Currently under construction new districts of megacities are consumers of electricity, the power which are at peak hours can reach 10 to 70 MW. Existing in acting method of computation electric loadings of apartment buildings (AB) specific loads do not meet the electricity consumption that creates a problem in significantly overstating the project of electrical loads transformer substations (TS) and microdistrict. Due to project of electrical loads overstatement unreasonably increases fee for connection to electric grids energy supply organization.

Were determined cross-correlation functions (CCF) load patterns, offered standard models \_ to account for the CCF model mutual correlation loads. It is shown that, in determining the total electric loadings of part residential apartment buildings at different levels of the system electric power supply must take into account the mutual correlation of load graphs of homes and TS 10 / 0.4 (20 / 0.4) kV. Are proposed calculated formulas to determine the maximum of load the residential part of AB and microdistrict, in which the average load of apartments are used as input data and coefficients taking into account the mutual correlation of loads.

*Keywords: the diurnal graph of electric load, electric of load calculation, transformer substations, microdistrict, trend, dispersion of load schedule, the correlation functions.*

В последние десятилетия происходят структурные, количественные и качественные изменения электропотребления в жилом секторе [1 – 3], а существующие в действующих методиках расчетов электрических нагрузок (РЭН) многоквартирных жилых домов (МКД) [4, 5] удельные нагрузки квартир не соответствуют фактическому потреблению, так как были приняты в конце 90-х годов прошлого века и начале нынешнего века, что обострило проблему, заключающуюся в значительном завыше-

нии проектных электрических нагрузок домов, трансформаторных подстанций (ТП) и микрорайонов. Наибольшую остроту данная проблема приобрела для МКД с электрическими плитами [1].

Выполненные замеры электрических нагрузок микрорайонов с МКД, оснащёнными электроплитами, показали, что проектные электрические нагрузки завышаются в среднем в два раза [1 – 3]. Долевое распределение элек-



трических нагрузок одного из обследованных микрорайонов приведено на рис. 1.

Из рис. 1 видно, что преобладающей электрической нагрузкой в микрорайоне является нагрузка квартир, следовательно, повышение точности расчётов электрических нагрузок необходимо начинать именно с этой составляющей нагрузки микрорайона.

Главной причиной сложившейся ситуации является то, что удельные нагрузки квартир, принятые в [4, 5], получены методом экспертных оценок на основании прогноза роста энерговооруженности квартир без учета изменений, происходящих в составе электрооборудования, а также учета закономерности и свойств суточных графиков нагрузки отдельных групп квартир (вводов 0,4 кВ в дом)  $P_b(t)$  при формировании суммарного графика нагрузки дома  $P_d(t)$ , ТП и микрорайона.

Для анализа процесса формирования группового ГЭН  $P_d(t)$  выполним оценку автокорреляционных и взаимных корреляционных функций (АКФ и ВКФ) ГЭН вводов  $P_b(t)$ , экспериментально полученных по значениям трехминутных показаний счетчиков электроэнергии. Примеры ГЭН вводов приведены на рис. 2 и 3.

Суточные графики электрической нагрузки  $P(t)$  вводов в жилой дом являются нестационарными случайными процессами, которые, вследствие их суточной и недельной повторяемости (цикличности) [6], можно представить как аддитивную модель следующего вида:

$$P(t) = P_T(t) + P_R(t), \quad (1)$$

где  $P_T(t)$  – трендовая составляющая суточного ГЭН, которая определялась как средняя мощность на «скользящем» интервале осреднения  $T$ :

$$P_T(t) = P_C(t) = \frac{1}{T} \int_{t-T}^t p(t) dt,$$

$P_R(t)$  – случайная составляющая ГЭН.

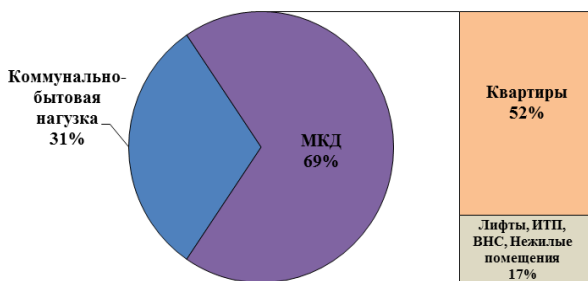


Рис. 1. Долевое распределение электрических нагрузок микрорайона с МКД, оснащёнными электроплитами

Интервал осреднения  $T$  принят равным 30 мин, так как это время нормировано ПУЭ (п. 1.3.2) при проверке на нагрев проводников и соответствует утроенной средней постоянной времени нагрева для проводников сечением до 35 мм<sup>2</sup>.

Дисперсия суммарного графика  $P_\Sigma(t)$ , величина которой зависит от взаимных сдвигов во времени  $t_{rs} = |t_r - t_s|$  графиков  $P_r(t)$  и  $P_s(t)$ , определяется по формуле [7 – 10]:

$$DP_\Sigma(t_{rs}) = \sum_{r=1}^n DP_r + 2 \sum_{r < s} K_{rs}(t_{rs}), \quad (2)$$

где  $t_{rs} = m \times \Delta t$  – сдвиг во времени между графиками  $P_r(t)$  и  $P_s(t)$  в мин;  $DP_r$  – дисперсия  $r$ -го графика нагрузки ввода в дом;  $K_{rs}(t_{rs})$  – взаимные корреляционные функции, которые для ступенчатых периодических моделей графиков нагрузки  $P_r(t)$  и  $P_s(t)$  определяются по формулам [7 – 10]:

$$K_{rs}(m) = \frac{1}{n-m} \sum_{i=1}^{n-m} P_{ri} P_{si+m} - P_{cr} P_{cs}, \quad (3)$$

где  $P_{cr}$ ,  $P_{cs}$  – средние значения суточных графиков  $P_r(t)$  и  $P_s(t)$ ;  $n$  – количество ступеней в суточном графике;  $m$  – дискретный сдвиг во времени, выраженный через количество трехминутных интервалов  $\Delta t$ .

Характерной особенностью графиков нагрузки вводов в дом является то, что кривые АКФ графиков трендов вводов в дом  $P_{T1}(t)$  и  $P_{T2}(t)$  по форме близки к кривой их ВКФ.

На рис. 4 показан пример ВКФ  $K_{12}(m)$  для графиков трендов вводов № 1  $P_1(t)$  и № 2  $P_2(t)$ .

Графики корреляционных функций трендовых составляющих имеют формы, близкие к параболе, вследствие этого с достаточной для практических расчётов точностью они могут быть заменены параболической моделью [7, 8]:

$$K_{12n}(m) = \sigma_1 \sigma_2 \times (6(m-0,5)^2 - 0,5). \quad (4)$$

С позиции корреляционной теории электрических нагрузок [7, 8] взаимные сдвиги во времени суточных графиков вводов, так же как и графиков домов  $P_{др}(t+t_r)$ ,  $P_{дс}(t+t_s)$ ,  $P_{вр}(t+t_r)$ ,  $P_{вс}(t+t_s)$  практически равны нулю, т.е.  $t_{rs} = t_r - t_s \approx 0$ , так как  $t_r \approx 0$  и  $t_s \approx 0$ .

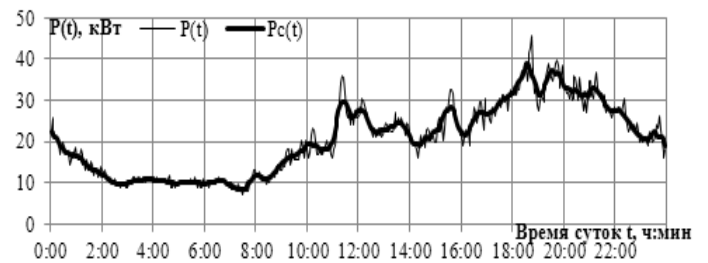


Рис. 2. График электрической нагрузки  $P_1(t)$  ввода № 1 в МКД и его расчетная модель скользящего среднего на полчаса интервале

ВКФ при этом имеет максимальное значение, а коэффициенты корреляции  $k_{rs}(m) = \frac{K_{rs}(m)}{\sigma_r \sigma_s}$  близки к единице.

Для рассматриваемого примера графиков нагрузки двух вводов в дом  $k_{12}(m) = 0,92$ . Такой режим совместной работы групп электроприемников профессор Г.М. Каялов называл корреляционным резонансом.

Определим дисперсию суммарного графика электрической нагрузки дома  $P_{\Sigma}(t)$ , графики нагрузки вводов которого показаны на рис. 2, 3. Дисперсию суммарного графика можно вычислить по формуле:

$$DP_{\Sigma} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (P_{\Sigma i} - P_{\Sigma c})^2, \quad (5)$$

$$DP_{\Sigma} = 727,11 \text{ кВт}^2.$$

Эту же дисперсию можно выразить через дисперсии графиков вводов и их взаимный корреляционный момент (ВКМ) ( $K_{12}(m=0) = 145,74 \text{ кВт}^2$ ) по формуле (2), которая для двух суммируемых графиков будет иметь вид:

$$DP_{\Sigma} = DP_1 + DP_2 + 2K_{12}, \quad (6)$$

$$DP_{\Sigma} = 74,94 + 360,68 + 2 \times 145,74 = 727,10 \text{ кВт}^2.$$

В формуле (6) и далее  $K_{rs} = K_{rs}(m=0)$  – это ВКМ графиков  $P_r(t)$  и  $P_s(t)$ , т.е. ВКФ  $K_{rs}(m)$  при сдвиге  $m=0$ .

Дисперсия суммарного трендового графика  $P_{\Sigma T}(t)$  по формуле (5)  $DP_{\Sigma T} = 710,53 \text{ кВт}^2$  равна дисперсии, вычисленной по формуле (6):

$$DP_{\Sigma T} = 70,75 + 349,77 + 2 \times 145,01 = 710,53 \text{ кВт}^2.$$

Представляет интерес определение дисперсии суммарного графика  $P_{\Sigma}(t)$  через дисперсии и ВКМ трендовых и случайных составляющих.

Формулу для  $P_{\Sigma}(t)$  (1) можно записать через трендовые и случайные составляющие графиков вводов  $P_1(t)$  и  $P_2(t)$  следующим образом:

$$P_{\Sigma}(t) = P_1(t) + P_2(t) = P_{T1}(t) + P_{R1}(t) + P_{T2}(t) + P_{R2}(t). \quad (7)$$

Формулу для дисперсии суммарного графика  $DP_{\Sigma}$  можно выразить через дисперсии и ВКМ слагаемых в правой части (7) по нижеприведенной формуле:

$$DP_{\Sigma} = DP_{T1} + DP_{R1} + DP_{T2} + DP_{R2} + 2 \times (K_{T1R1} + K_{T1T2} + K_{T1R2} + K_{T2R1} + K_{T2R2} + K_{R1R2}). \quad (8)$$

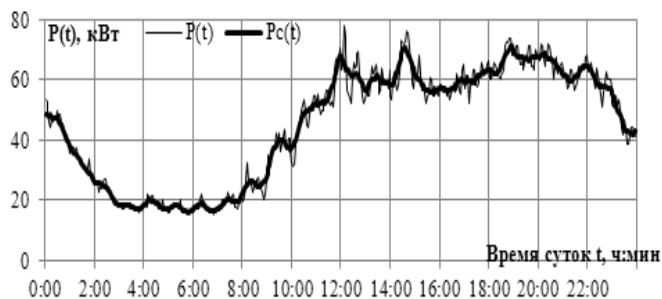


Рис. 3. График электрической нагрузки  $P_2(t)$  ввода № 2 в МКД и его расчетная модель скользящего среднего на получасовом интервале

Значения  $K_{T1R1}$ ,  $K_{T1R2}$ ,  $K_{T2R1}$ ,  $K_{T2R2}$  при большом числе реализаций суточных графиков  $P_1(t)$  и  $P_2(t)$  в среднем должны быть равны нулю. Для рассмотренных

реализаций графиков их численные значения равны:  $K_{T1R1} = 0,66 \text{ кВт}^2$ ,  $K_{T1R2} = -0,13 \text{ кВт}^2$ ,  $K_{T2R1} = 0,07 \text{ кВт}^2$ ,  $K_{T2R2} = 1,53 \text{ кВт}^2$ . Числовые значения ВКМ  $K_{T1T2}$ ,  $K_{R1R2}$  равны:  $K_{T1T2} = 145,01 \text{ кВт}^2$ ,  $K_{R1R2} = 0,80 \text{ кВт}^2$ . При подстановке в (8) числовых значений ВКМ получим следующее значение для дисперсии суммарного графика:

$$DP_{\Sigma} = 70,75 + 349,77 + 2,86 + 7,85 + 2 \times (145,01 + 0,80 + 0,66 - 0,13 + 0,07 + 1,53) = 727,10 \text{ кВт}^2.$$

Как видно из приведенных выше расчетов дисперсии суммарного графика  $P_{\Sigma}(t)$ , доля корреляционной составляющей в дисперсии графика  $DP_{\Sigma}$  равна 40,7 %, а доля дисперсий суммируемых графиков  $P_1(t)$  и  $P_2(t)$  – 59,3 %. Значительная доля корреляционной составляющей в дисперсии суммарного графика  $P_{\Sigma}(t)$  указывает на необходимость её учёта в расчётах электрических нагрузок групп квартир, ТП и микрорайона.

Существующий метод расчёта электрических нагрузок квартир, как на вводе в здание, так и на уровнях ТП и микрорайона в целом, основывается на эмпирическом методе – методе удельных нагрузок на одну квартиру.

Для повышения точности расчётов электрических нагрузок групп квартир и, как следствие, микрорайонов в целом в работах [2, 3] предлагаются следующие способы.

1. Уточнение методики РЭН существующего норматива путём пересмотра максимальных удельных нагрузок квартир, а также коэффициентов несовпадения максимумов нагрузок на разных уровнях системы электроснабжения микрорайона.

2. Разработка принципиально новой методики РЭН для данной категории потребителей, опирающейся на статистические показатели фактического электропотребления и основанные на средних нагрузках квартир.

Первый способ повышения точности расчётов электрических нагрузок потребует значительных финансовых вложений, так как для его реализации потребуется установка приборов учёта электроэнергии, позволяющих сохранять профили нагрузки, либо специальных регистрирующих приборов на огромном количестве объектов по всей России.

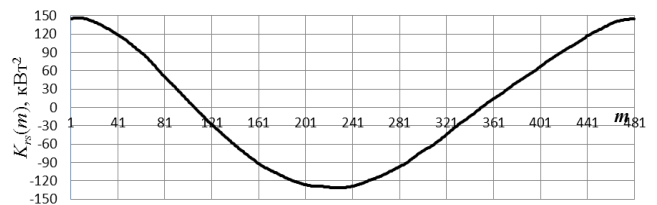


Рис. 4. Взаимная корреляционная функция  $K_{12}(m)$  трендовых составляющих  $P_{T1}(t)$  и  $P_{T2}(t)$  графиков нагрузки вводов № 1 и 2

В соответствии со вторым способом повышения точности РЭН, в работе [2] предлагается введение новой базовой величины для расчёта электрических нагрузок групп квартир – средней электрической нагрузки на квартиру, не зависящей от количества квартир в доме, но различной для разных регионов России в зависимости от

климатической зоны, уровня жизни населения, либо типа домов (бюджетные, повышенной комфортности), при этом среднюю нагрузку на квартиру можно принять независимо от количества комнат в квартире, так как прирост нагрузки за счет увеличения площади квартиры незначителен, поскольку происходит только за счет нагрузки освещения и приборов малой мощности (телевизора, магнитофона и пр.) [11].

Средние нагрузки являются более стабильным статистическим показателем, чем максимальные нагрузки [2], и определяются через потребление электроэнергии по показаниям квартирных или общедомовых приборов учёта.

На основании этого в [2] предлагается аддитивная модель РЭН:

$$P_{p,кв} = n_{кв} p_{с.кв} + 1,22 \sigma p_{кв} \sqrt{n_{кв} (1 + k_{ij} (n_{кв} - 1))}, \quad (9)$$

где  $\sigma p_{кв}$  – среднеквадратическое отклонение ГЭН одной квартиры, кВт;  $k_{ij}$  – коэффициент корреляции ГЭН.

Аддитивная модель учитывает коррелированность суммарных электрических нагрузок.

#### Выводы

1. При определении электрических нагрузок жилой части многоквартирных домов на различных уровнях системы электроснабжения необходимо учитывать взаимную коррелированность графиков нагрузки вводов в дом и суммарных графиков нагрузки жилых домов на уровне шин 0,4 кВ ТП, а также суточных графиков нагрузки ТП 10/0,4 кВ на уровне шин 10 кВ РУ-10 кВ микрорайона.

2. Приведённые в работе новые подходы к определению электрических нагрузок квартир могут стать альтернативой существующей методике РЭН, которая требует пересмотра справочных данных по максимальным удельным нагрузкам.

#### Список литературы

[1] Надтока И.И., Павлов А.В., Новиков С.И. Проблемы расчёта электрических нагрузок коммунально-бытовых

потребителей микрорайонов мегаполисов // Изв. вузов. Электромеханика. – 2013. – № 1. – С. 136–139.

- [2] Надтока И.И., Павлов А.В. Расчёты электрических нагрузок жилой части многоквартирных домов с электрическими плитами, основанные на средних нагрузках квартир // Изв. вузов. Электромеханика. – 2014. – № 3. – С. 36–39.
- [3] Надтока И.И., Павлов А.В. Повышение точности расчёта электрических многоквартирных домов с электроплитами // Изв. вузов. Сев.-Кавк. регион. Техн. науки. – 2015. – № 2. – С. 45–48.
- [4] СП 31-110-2003. Свод правил по проектированию и строительству. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий. – М.: Госстрой России; ФГУП ЦПП, 2004. – 138 с.
- [5] РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. – М.: Министерство топлива и энергетики Российской Федерации, 1994. – 29 с.
- [6] Волобринский С.Д., Каялов Г.М., Клейн П.Н., Мешель Б.С. Электрические нагрузки промышленных предприятий. – Л.: Энергия, 1971. – 264 с.
- [7] Гордеев В.И., Надтока И.И. Взаимная корреляция в расчётах характеристик графиков электрической нагрузки // Электричество. – 1978. – № 8. – С. 17–21.
- [8] Гордеев В.И. Расчет дисперсии групповых графиков электрической нагрузки // Электричество. – 1971. – № 10. – С. 86–88.
- [9] Вентцель Е.С. Тория вероятностей. – М.: Наука, 1999. – 576 с.
- [10] Таранов Д.Ю., Павлов А.В., Надтока И.И. Анализ случайной составляющей суточных графиков электрической нагрузки многоквартирных жилых домов // Современные энергетические системы и комплексы и управление ими: Материалы 13-й Междунар. науч.-практ. конф., г. Новочеркасск, 25 июня 2015 г. / Юж.-Рос. гос. политех. ун-т (НПИ). – Новочеркасск: ЮРГПУ (НПИ), 2015. – С. 42–48.
- [11] Нормативы для определения расчетных электрических нагрузок зданий (квартир), коттеджей, микрорайонов (кварталов) застройки и элементов городской распределительной сети. Изменения и дополнения раздела 2 «Расчетные электрические нагрузки» Инструкции по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185-94 (утв. Приказом Минтопэнерго РФ от 29.06.1999, № 213). – М.: Москов. науч.-техн. общество энергетиков и электротехников, 1999. – 13 с.

# Учет несинусоидальных токов в анализе переходных процессов

И.М. Груздев, М.И. Неуймина, С.Н. Шелюг

ФГБОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого президента России Б.Н. Ельцина»,  
Уральский энергетический институт  
Екатеринбург, Россия  
gruzdev-ilya@mail.ru, maria.neuymina@mail.ru, s.n.shelyug@urfu.ru

В последнее десятилетие в электрических сетях наблюдалось интенсивное внедрение различных нелинейных нагрузок, в первую очередь электронной и преобразовательной техники. Форма кривой тока таких потребителей может существенно отличаться от синусоиды. Необходимо отметить, что в общепринятых методах анализа нормальных и аварийных переходных процессов рассматриваются только линейные потребители и все процессы носят синусоидальный характер. Наличие искаженных сигналов напряжения и тока может заметно исказить процесс протекания переходного процесса. Как следствие, возникнут большие погрешности в определении токов короткого замыкания с последующими ошибками в выборе силового оборудования и расчете уставок релейной защиты. Степень различия обусловлена не только степенью искажения сигналов, но и несимметрией искажения по фазам. Показано, что при анализе переходных процессов в условиях несинусоидальности необходимо учитывать активное сопротивление. Результаты анализа переходных процессов и расчет токов короткого замыкания в несинусоидальных условиях отличаются от чисто синусоидальных процессов. Заметное влияние на процесс оказывает изменение параметров схемы замещения при протекании искаженных токов. Необходимо разрабатывать подробный алгоритм анализа переходных процессов, позволяющий учитывать все многообразие влияющих факторов.

*Ключевые слова: нелинейная нагрузка, высшие гармоники, несинусоидальные режимы, элементы электрической сети, математическая модель электрической сети, короткое замыкание, алгоритм, расчет, несинусоидальная нагрузка, качество электрической энергии, уравнения Максвелла.*

## Accounting for non-sinusoidal currents in the calculation of transients

I.M. Gruzdev, M.I. Neuymina, S.N. Shelyug

Ural Federal University, Ural Power Engineering Institute  
Ekaterinburg, Russian Federation  
gruzdev-ilya@mail.ru, maria.neuymina@mail.ru, s.n.shelyug@urfu.ru

In the last decade in electrical power networks, there has been extensive introduction of various non-linear loads, primarily in the electronic and Converter technology. The shape of the current such consumers may differ significantly from a sinusoid. It should be noted that in the conventional methods of analysis of normal and emergency transients are considered only linear consumers and all processes are sinusoidal in nature. The presence of distorted signals of voltage and current can significantly distort the flow of the transition process. As a result will have big error in the determination of short-circuit currents with subsequent errors in the selection of power equipment and calculation of relay protection. Simulated transients in three - phase electric circuits. As a modeling tool was used MATHCAD software. The degree of difference is caused not only by degree of distortion of signals, but also the asymmetry of the distortion phase. It is shown that when analyzing transients in a non-sinusoidal it is necessary to consider the active resistance. The results of transient analysis and calculation of short-circuit currents in non-sinusoidal conditions differ from pure sinusoidal processes. Noticeable influence on the variation of parameters of an equivalent circuit when the flow of non-sinusoidal currents. It is necessary to develop a detailed algorithm for transient analysis to take into account all the variety of influencing factors.

*Keywords: non-linear load, harmonics, non-sinusoidal regimes, the elements of electric networks, the mathematical model of the electrical network, short circuit, algorithm, calculation, sinusoidal load, the quality of electric energy, Maxwell's equations.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Известно, что в последнее время в электрических сетях наблюдается тенденция по увеличению доли нелинейных и несимметричных напряжений. Утверждение относится ко всем классам напряжения [1, 2].

Классические методы анализа и расчета переходных процессов в электрических сетях делают допущение о синусоидальности и симметричности установившегося режима до момента появления возмущения [3, 4]. Такие

установившиеся режимы обусловлены наличием нелинейных и несимметричных потребителей электрической энергии. Появляется мгновенная несимметрия – отличный от нуля ток нейтрали при равенстве действующих значений фазных токов, обусловленный различной степенью несинусоидальности токов в фазах. Очевидно, что расчет переходного процесса без учета указанных особенностей может содержать существенные погрешности. Как следствие, снижается надежность электроснабжения конечных потребителей, повышается некорректность выбора уставок релейной защиты и коммутационных аппаратов.

Важно отметить, что несинусоидальные токи, протекающие в линиях электропередачи, оказывают влияние на величину активного сопротивления и индуктивности провода [5]:

$$R_f = R_0 \cdot \sqrt{f/f_0}; \quad (1)$$

$$L_f = \frac{L_0}{\sqrt{f/f_0}}, \quad (2)$$

где  $R_0$  – активное сопротивление провода постоянному току;  $L_0$  – собственная индуктивность провода;  $f_0$  – промышленная частота;  $f$  – анализируемая частота.

Также происходит изменение активных и индуктивных сопротивлений всех элементов сети, включая генераторы и трансформаторы.

Необходимо отметить, что при равенстве действующего значения тока синусоидального и несинусоидального сигналов амплитудное значение несинусоидального сигнала в большинстве случаев заметно выше. На рис. 1 представлены осциллограммы токов периодической составляющей тока короткого замыкания в линии, питающей синусоидальную и несинусоидальную нагрузку. Действующее значения совпадают и равны 200 А.

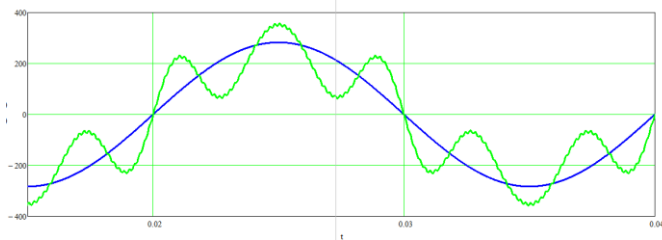


Рис. 1. Осциллограмма периодической составляющей тока короткого замыкания

Амплитудное значение синусоидального сигнала составляет 282,8 А, а несинусоидального – 357,5 А.

На рис. 2 представлены осциллограммы токов трехфазной линии электропередачи. Действующие значения токов линии совпадают и равны 200 А.

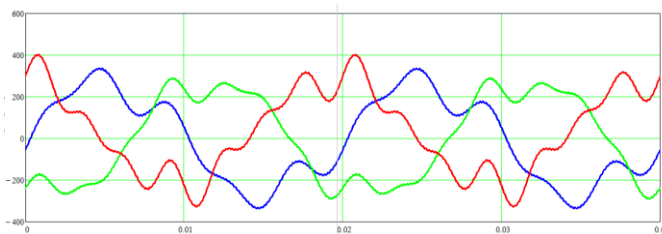


Рис. 2. Осциллограммы токов трехфазной линии электропередачи

На рис. 3 представлена осциллограмма токов нейтрали, осциллограмма фазных токов которой приведена на рис. 2. Действующее значение тока нейтрали составляет 151 А.

Из рис. 2 и 3 видно, что симметричный по действующим значениям режим токов является существенно несимметричным по величине тока в нейтрали. Следовательно, в анализе переходного процесса необходимо учитывать сопротивление протекания тока нейтрали.

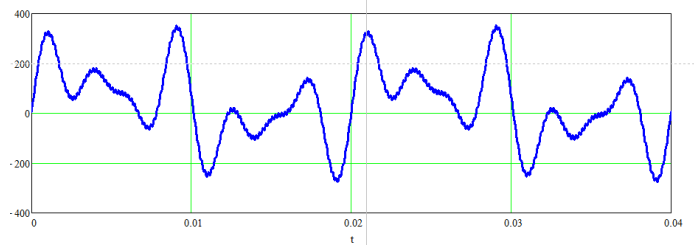


Рис. 3. Осциллограмма тока нейтрали

## II. АНАЛИЗ ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА

Для расчета переходного процесса в электрической сети с нелинейной нагрузкой запишем уравнения электрической сети в системе координат  $d/q$ , вращающихся с синхронной скоростью  $\omega$ , ограниченной узлами  $\alpha$  и  $\beta$  и поперечной емкостью  $C$  узла  $\alpha$ , в мгновенных значениях [6]:

$$\begin{cases} u_{d\alpha}(t) = u_{d\beta}(t) + r(f)i_{d\alpha\beta} + L(f)\frac{di_{d\alpha\beta}}{dt} - \omega L(f)i_{d\alpha\beta}; \\ u_{q\alpha}(t) = u_{q\beta}(t) + r(f)i_{q\alpha\beta} + L(f)\frac{di_{q\alpha\beta}}{dt} - \omega L(f)i_{q\alpha\beta}; \end{cases}$$

$$\begin{cases} \frac{du_{d\alpha}(t)}{dt} = \frac{1}{C}i_q(t) + \omega hu_{q\alpha}(t); \\ \frac{du_{q\alpha}(t)}{dt} = \frac{1}{C}i_d(t) - \omega hu_{d\alpha}(t), \end{cases}$$

Представленные уравнения записаны в мгновенных значениях, так как получены уравнения  $r(f)$  и  $L(f)$ , учитывающие зависимости (1) и (2), позволяющие для линии электропередачи проводить расчет без разложения несинусоидального сигнала в ряд Фурье, т.е. без перехода в масштабное пространство.

## III. ВЫВОДЫ

Показано, что учет нелинейных нагрузок в анализе переходных процессов заметно влияет на результат расчета. Представлена зависимость активного и реактивного сопротивления линии электропередачи от формы кривой протекающего тока без перехода в масштабное пространство.

## Список литературы

- [1] Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. – 4-е изд-е. – М.: Энергоатомиздат. – 311 с.
- [2] Arrillaga J., Watson N.R. Power System Harmonics. – Second Edition. – John Wiley and Sons Ltd, 2003. – 412 p.
- [3] Гамазин С.И., Ставцев В.А., Цырук С.А. Переходные процессы в системах промышленного электроснабжения, обусловленные электродвигательной нагрузкой. – М.: Изд-во МЭИ, 1997. – 424 с.
- [4] Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 595 с.
- [5] Ollendorff F. Potentialfield der Electrotechnik. – Berlin, 1932.
- [6] Сивокобыленко В.Ф. Переходные процессы в многомашинных системах электроснабжения электрических станций. – Донецк: Донец. политех. ин-т, 1984. – 116 с.

# Выбор весовых коэффициентов для анализа установившихся режимов электрических систем

О.М. Грунин, К.А. Пушков  
ФГБОУ ВО «Забайкальский государственный университет»  
Филиал АО «СО ЕЭС» Забайкальское РДУ  
Чита, Россия  
pushkov.k@mail.ru

Расчет и анализ установившихся режимов является важнейшей частью обеспечения надежной работы энергосистемы. В настоящее время расчет установившихся режимов электроэнергетических систем производится с применением различных программных комплексов (ПК «Космос», ПК RastrWin, TNA Terminal). Все комплексы предоставляют недостаточно достоверную информацию о существующем режиме. Актуальным на данный момент вопросом является создание расчетного модуля с применением более строгой математической модели, сочетающего в себе все достоинства существующих модулей без имеющихся недостатков.

*Ключевые слова: оценивание состояния, установившийся режим, электроэнергетическая система, режимы работы.*

## The choice of weight coefficients for the analysis of steady-state modes of electrical systems

Oleg Grunin, Kirill Pushkov  
Transbaikal State University  
Chita, Russian Federation  
pushkov.k@mail.ru

Calculation and analysis of steady-state modes is an essential part of ensuring reliable operation of the power system. At present, the calculation of stationary modes of electric power systems is carried out by using a variety of software systems (software «RastrWin» and «Space», TNA Terminal). All systems provide insufficiently reliable information about an existing mode. Actual question at the moment is to create a calculation module use of a more rigorous mathematical model that combines all the advantages of existing modules and the removal of the existing shortcomings.

*Keywords: state estimation, asymmetrical mode, traction load, power supply system.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Задача оценки состояния (ОС) установившихся симметричных синусоидальных режимов включает в себя подзадачи достоверной сборки расчетной схемы, фильтрации сбойных измерений, обеспечения наблюдаемости, собственно оценивания и др.

Целью оценивания является получение максимально достоверной, полной и сбалансированной картины режима (как правило, текущего).

### II. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Пусть расчетная схема замещения электрической сети после сборки насчитывает  $N + 1$  узел.

Один их узлов примем за базисный. В качестве переменных задачи ОС выберем узловые напряжения  $U_i = V_i + jE_i$ ,  $i = 1, N + 1$ . Это исключает необходимость использовать процедуры выделения независимых контуров для записи уравнений по второму закону Кирхгофа, так как закон будет соблюдаться автоматически. Общее

количество вещественных переменных задачи ОС составит  $2N + 1$ .

Обозначим как  $R_i$  замер  $i$ -го параметра режима. Этот же параметр по правилам электротехники можно представить в аналитической форме  $R_i(U)$ , где  $U$  – вектор искомых узловых напряжений схемы размерностью  $2N + 1$ . Подставляя конкретные напряжения в формулу для  $R_i(U)$ , можно вычислить  $R_i$ , которое назовем расчетным значением измеряемого параметра.

Классическая модель оценивания сводится к минимизации взвешенной суммы квадратов отклонений между расчетными и измеренными значениями режимных параметров

$$\varphi(U) = 0,5 \sum_{i=1}^M C_i \left[ R_i(U) - R_i^* \right]^2 \rightarrow \min U, \quad (1)$$

где  $C_i > 0$  – весовые коэффициенты, с помощью которых нормализуют слагаемые целевой функции (делая их без-

размерными) и учитывают качество измерений (для количественных замеров значения  $C_i$  должны быть выше).

В схеме замещения электрической системы есть узлы, инъекции которых абсолютно точно и всегда равны нулю (нулевые точки в трехлучевых схемах замещения автотрансформаторов, шины высшего напряжения большинства подстанций, места присоединения к проходящим линиям ответвительных подстанций и т.п.). Такие узлы назовем сетевыми.

Нулевые инъекции сетевых узлов в модели (1) формально включают в общий массив измерений. Это так называемые псевдоизмерения (наряду с фиктивными замерами, вводимыми для обеспечения наблюдаемости режима).

Для того чтобы по результатам оценивания в сетевых узлах не появлялись слишком большие инъекции разных знаков, необходимо для псевдоизмерений увеличивать соответствующие значения весовых коэффициентов.

Искусственное увеличение отдельных коэффициентов ухудшает обусловленность матрицы вторых производных  $H = \delta^2 \varphi / \delta U^2$ , используемой для решения систем линейных уравнений в ходе итерационного решения задачи (1).

Ухудшение свойств матрицы  $H$  может приводить как к нарушению числовой устойчивости алгоритма оценивания, так и к загрузлению результатов расчета.

Предлагаемая модель оценивания свободна от указанных недостатков. Уравнения балансов токов для сетевых узлов в прямоугольных координатах являются линейными.

Количество этих уравнений  $K$  равно удвоенному числу сетевых узлов. Напряжения этих узлов включают в состав вектора зависимых переменных  $X$ . Остальные напряжения становятся элементами вектора независимых переменных  $Y$ , т.е. вектор  $U$  разделяется на подвекторы  $X$  и  $Y$ . Теперь модель ОС (1) превращается в

$$\varphi(X, Y) = 0,5 \sum_{i=1}^{MK} C_i [R_i(X, Y) R_i^*]^2 \rightarrow \min Y \quad (2)$$

при ограничениях  $F(X, Y) = 0$ , где  $F$  – вектор-функция линейных ограничений. Размерности  $X$  и  $F$  одинаковы и равны  $K$ . Алгоритм решения (2) методом Ньютона – Гаусса приведен в [1]. Он позволяет сокращать размерность

задачи оценивания за счет исключения зависимых переменных (это улучшает числовую устойчивость алгоритма) и обеспечить точное соблюдение нулевых инъекций в сетевых узлах.

Последнее обстоятельство не позволяет программе часть погрешности реальных измерений сложить и преобразовать ее в отличную от нуля нагрузку сетевого узла.

Весовые коэффициенты  $C_i$  ( $i = 1, 2, \dots, M - K$ ) в модели (2) выбираются в виде:

$$C_i = C'_i C''_i \quad (3)$$

Значение  $C''_i = 1/\sigma_i^2$ , где  $\sigma_i^2$  – дисперсия режимного параметра, определяемая для группы режимов, позволяет нормализовать слагаемые функции  $\varphi$ .

Смножитель  $C'_i$  эмпирически учитывает качество измерения  $R_i$ . Степень достоверности  $R_i$  выполняется в блоке проверки измерений непосредственно перед оцениванием.

Для «достоверных» измерений  $C'_i = 1$ , а для «сомнительного»  $C'_i = 0,1$ . Недостоверные измерения просто исключаются. По завершении процедуры назначения  $C'_i$  выполняется проверка наблюдаемости режима. Другие способы назначения весовых коэффициентов приведены в [2].

### III. ВЫВОДЫ

Использование модели (2) в сочетании с назначением весовых коэффициентов по формуле (3) позволяет точнее идентифицировать погрешности измерительных устройств, определить генерацию, нагрузки и потери мощности в электрической сети.

### Список литературы

- [1] Грунин О.М., Савицкий Л.В. Математические задачи энергетики. – Чита: ЗабГУ, 2014. – 260 с.
- [2] Грунин О.М., Пушков К.А. Совершенствование моделей и методов анализа установившихся режимов электрических систем // Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление: Сборник докладов Всерос. конф. – Иркутск, 2015.

# Оценка влияния параметров модели нагрузки на результаты расчета динамической устойчивости генераторов

П.Ю. Губин, О.А. Кожихова

ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»  
Екатеринбург, Россия  
p-tul@yandex.ru

Математическая модель нагрузки является субъективной и приближенной, что вызвано постоянной проблемой выбора параметров и вида модели этой нагрузки, вытекающей, прежде всего, из недостаточной исследованности вопроса моделирования нагрузок с точки зрения оценки влияния параметров.

Методом исследования при выполнении экспериментальной части являлось математическое моделирование. В качестве инструмента моделирования применялся программный пакет Mustang. Исходными данными для произведения анализа и расчетов послужила самостийная 3-узловая схема электрической сети с тремя типами узлов: база, узел генератора и узел нагрузки, с различными параметрами модели для последнего типа узла.

Коэффициенты моделей, а также сами модели нагрузок влияют на изменение параметров, характеризующих поведение этих нагрузок в ходе переходных процессов.

*Ключевые слова:* математическая модель нагрузки, параметры модели, динамическая устойчивость, устойчивость генераторов.

## Identification of influence of load model parameters upon results of estimation of dynamic stability of generators

P.Y. Gubin, O.A. Kozhikhova

Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Education «Ural Federal University n. a. the first President of Russia B.N.Yeltsin»  
Yekaterinburg, Russian Federation  
p-tul@yandex.ru

A mathematical model of electrical load in vast majority of situations is subjective and approximate, what gives rise to a continuous problem of choosing of parameters and type of the model, which firstly results from insufficient investigation of question of modeling of electrical loads, in terms of identification of influence of load model parameters upon of the estimation.

In experimental work, mathematical modeling was the main method in present investigation. As an instrument of simulation, the software package “Mustang” was used. Own 3-bus scheme of reference, generation and load buses with different parameters of model of last type in every case were exploiting as a benchmark data for analysis and estimations.

Parameters of models and models of loads influence on changing of parameters, which characterize behavior of these loads in time of transitional processes.

*Keywords:* mathematical load model, model parameters, dynamic stability, and stability of generators.

### I. ВВЕДЕНИЕ

При расчетах динамических переходных процессов всегда составляются математические модели электрических аппаратов для учета их поведения в различных режимах работы сети. С заданием параметров штучных объектов, таких как генераторы, линии, трансформаторы, т.е. тех, которые представлены строго определенным числом и чьи параметры можно учесть достаточно точно, проблем в целом не возникает. Моделирование нагрузок же всегда сопряжено с определенными допущениями, поскольку их состав, как правило, не известен, а разнообразие велико.

С одной стороны, с увеличением класса напряжения сети, анализ устойчивости генераторов которой производится, приводит к росту суммарной установленной мощности нагрузок, подключенных к отдельно взятым узлам, в связи с чем увеличивается разнообразие электроприемников в этих узлах [1]. Это приводит к тому, что представить нагрузку в виде некоторых моделей эквивалентных нагрузок становится крайне трудно из-за сложности и практической невозможности нахождения эквивалентных параметров моделей, а учесть каждый электроприемник в отдельности даже для одного отдельно взятого потребителя затруднительно из-за усложнения итоговой схемы сети,



что уж говорить об обобщенных узлах, в которых таких приемников могут быть тысячи.

С другой стороны, максимально подробная схема сети и учет каждого отдельного электроприемника и промежуточных элементов связи не гарантируют отсутствия трудностей при их моделировании. Зачастую параметры отдельно взятого электроприемника сложно оценить даже при наличии его характеристик, так как они, во-первых, никак не помогают в оценке эксплуатационных параметров и, во-вторых, зачастую не содержат полных характеристик оборудования, как это, например, происходит с асинхронными характеристиками асинхронных двигателей.

Таким образом, повышается значимость оценки влияния параметров моделей потребителей, а также их типов на результаты динамических расчетов устойчивости другого оборудования в сети, в данном случае генераторов.

## II. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ И ТИПОВ МОДЕЛЕЙ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ГЕНЕРАТОРОВ

Моделирование производится в программном комплексе Mustang, который предназначен, прежде всего, для расчетов динамической устойчивости и переходных процессов в сетях.

Для исследования устойчивости генераторов при различных моделях элементов сети использовалась скорректированная схема сети, приведенная в [1, п. 2.5]. Схема, используемая в расчетах, изображена на рис. 1.

В данной схеме имеются принципиально три узла: базисный узел, представляющий энергосистему, узел генерации, представленный турбогенератором ТВС-32У3, и узел нагрузки с тремя «подузлами», отличающимися друг от друга типом энергопотребления: асинхронная нагрузка, синхронная нагрузка и статическая нагрузка.

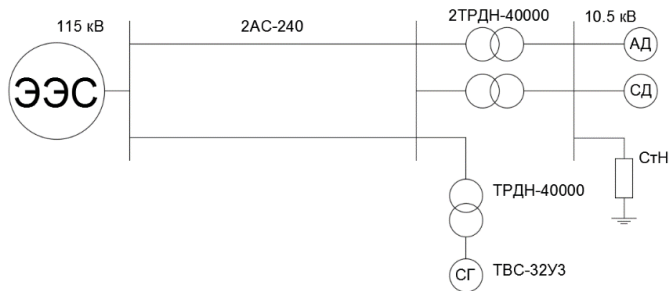


Рис. 1. Схема моделируемой сети

Для оценки влияния того или иного параметра нагрузки на устойчивость генератора сети рассматриваются траектории переходных процессов для различных значений этого параметра при заданном возмущении в сети. В качестве возмущения принято однофазное короткое замыкание на конце линии, ближайшем к подстанции.

## III. ВЛИЯНИЕ НАГРУЗКИ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ГЕНЕРАТОРА

Каждый тип нагрузки влияет на устойчивость генераторов в сети, однако, как известно, наиболее распространенным типом нагрузки является асинхронная, которая может достигать 70-80 % от полной мощности энергопотребления в отдельном узле [1]. Таким образом, влияние

модели нагрузки без значительной погрешности можно оценивать на основании влияния коэффициентов только асинхронной нагрузки, пренебрегая, таким образом, влиянием других типов.

Асинхронная нагрузка в виде асинхронных двигателей может существенно повлиять на работу генератора при возникновении аварийных возмущений в сети. Наиболее опасным является режим, в котором из-за снижения напряжения на выводах асинхронных двигателей начал уменьшаться их момент вращения, пропорциональный квадрату напряжения, и в итоге скорость вращения большой группы двигателей стала равной нулю либо сильно уменьшилась – в зависимости от вида их асинхронной характеристики. В такой ситуации в несколько раз возрастает потребляемая ими реактивная мощность, что приводит к дальнейшему снижению напряжения, а также к утяжелению режима работы синхронного генератора [1].

В программном комплексе Mustang асинхронная нагрузка представляется в виде нелинейного шунта, параметры которого изменяются в соответствии с асинхронными характеристиками эквивалентного двигателя, а также уравнениями (1) – (4), составленными на основании Г-образной схемы его замещения [1]:

$$P = \left( \frac{U_{\text{д.норм}}}{U_{\text{д.ном}}} \frac{U}{U_0} \right)^2 \frac{s \cdot r(s) + s^2 r_{\text{ст}}}{\omega_U^2 x_k(s)^2 s^2 + (r(s) + s \cdot r_{\text{ст}})^2} \quad [\text{о. е.}]; \quad (1)$$

$$Q = \left( \frac{U_{\text{д.норм}}}{U_{\text{д.ном}}} \frac{U}{U_0} \right)^{K_{\mu}} \frac{1}{\omega_U \cdot x_{\mu}} + P \frac{\omega_U \cdot s \cdot x_k(s)}{r(s) + s \cdot r_{\text{ст}}} \quad [\text{о. е.}]; \quad (2)$$

$$T_j \frac{ds_R}{dt} = M_{\text{сопр}} - \frac{P}{\omega_U}; \quad (3)$$

$$M_{\text{сопр}} = \left[ m_{\text{ст}} + (1 - m_{\text{ст}}) \left( \frac{\omega_R}{\omega_{\text{Рнорм}}} \right)^2 \right] k_{\text{заг}} + m_{\text{трөг}}. \quad (4)$$

Влияние асинхронного двигателя на устойчивость генератора можно оценить путем поочередного рассмотрения влияния каждого из коэффициентов модели.

### 1. $T_j$ – постоянная времени инертности.

Эта величина показывает, сколько времени требуется на то, чтобы двигатель с нуля набрал номинальную скорость при номинальном напряжении на его выводах и номинальной нагрузке на валу, и характеризует быстроту, с которой асинхронный двигатель набирает и сбрасывает скорость вращения [1, 2].

Для изучения влияния  $T_j$  на устойчивость генератора необходимо рассмотреть то, как быстро увеличивается скольжение эквивалентного двигателя при различных величинах этого параметра, поскольку именно торможение двигателя, как уже отмечалось, является наиболее тяжелым последствием возмущений для генератора в случае асинхронных двигателей. Это приводит к заключению о том, что чем быстрее двигатель будет тормозиться, тем хуже в перспективе это скажется на устойчивости генератора и тем быстрее необходимо устранять повреждения в сети.

На рис. 2 представлен ряд траекторий изменения скольжения асинхронного двигателя в зависимости от меры инертности этого двигателя.

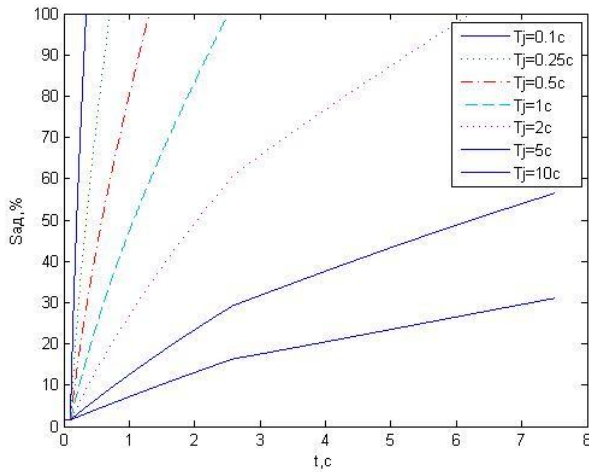


Рис. 2. Зависимость быстроты увеличения скольжения асинхронной нагрузки от величины меры инертности

Для постоянной времени, равной 2 с, критическое скольжение 10 % достигается в момент времени 0,676 с. Для оценки влияния погрешности задания меры инертности рассматриваются скольжения для моделей с  $0,95T_j = 1,9$  с и  $1,05T_j = 2,1$  с в тот же момент времени 0,676 с. Результаты расчета представлены в табл. 1.

Таблица I. Оценка влияния погрешности задания величины постоянной времени инерции на скольжение АД

$T_j, \text{ с}$	1,9	2	2,1
$S_{\text{ад}}, \%$	10,51	10	9,54
$t, \text{ с}$	0,676		

Данные, представленные в табл. 1, показывают, что при изменении постоянной времени инертности на 5 % в меньшую и большую сторону скольжение изменяется приблизительно на 5 %.

Анализ результатов расчета показал, что при уменьшении величины постоянной времени инертности эквивалентный асинхронный двигатель быстрее тормозится, из чего следует, что асинхронная нагрузка с меньшим  $T_j$  потенциально более опасна для устойчивости генератора сети. При этом в силу того, что отклонение скольжения при отклонении меры инертности составляет 5 %, требуемая точность задания данной величины остается на усмотрение расчетчика.

## 2. $K_{\text{заг}}$ – коэффициент загрузки двигателя.

Коэффициент загрузки характеризует, насколько близка мощность приводимого во вращение механизма номинальной мощности двигателя, и равен отношению мощности механизма к номинальной мощности двигателя.

Исследование производится на основании соображений, аналогичных прошлому эксперименту. На рис. 3 представлен ряд траекторий изменения скольжения асинхронного двигателя в зависимости от его коэффициента загрузки.

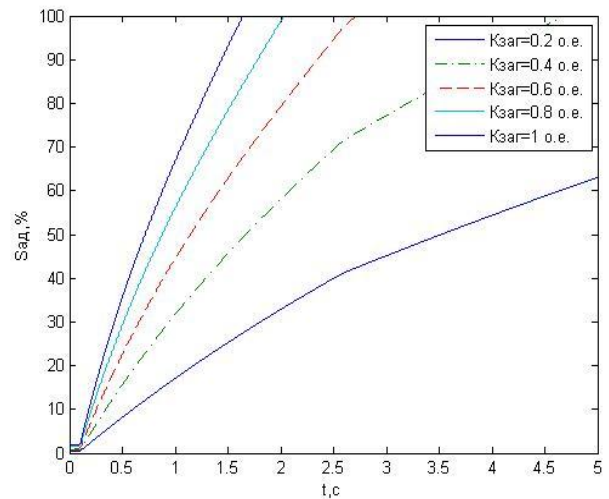


Рис. 3. Зависимость быстроты увеличения скольжения асинхронной нагрузки от коэффициента загрузки

Для коэффициента загрузки, равного 0,8, критическое скольжение 10 % достигается в момент времени 0,333 с. Для оценки влияния погрешности задания коэффициента загрузки рассматриваются скольжения для моделей с  $0,95K_{\text{заг}} = 0,76$  о.е. и  $1,05K_{\text{заг}} = 0,84$  о.е. в тот же момент времени 0,333 с. Результаты расчета представлены в табл. 2.

Таблица II. Оценка влияния погрешности задания величины коэффициента загрузки на скольжение АД

$K_{\text{заг}}, \text{ о.е.}$	0,76	0,8	0,84
$S_{\text{ад}}, \%$	9,17	10	10,91
$t, \text{ с}$	0,333		

Данные, представленные в табл. 2, показывают, что при изменении коэффициента загрузки на 5 % в меньшую и большую сторону скольжение изменяется приблизительно на 8-9 %.

Исследование показало, что чем ближе коэффициент загрузки к единице, тем быстрее тормозится эквивалентный асинхронный двигатель и тем потенциально хуже ситуация складывается в сети для динамической устойчивости генератора при возникновении возмущений. Оценка погрешности показала, что к выбору коэффициента необходимо подходить с особым вниманием, поскольку его изменение приводит к большому изменению скольжения двигателя.

## 3. $R_{\text{ст}}$ – активное сопротивление статора двигателя.

Активное сопротивление статора двигателя часто не учитывается в расчетах переходных процессов, что вносит погрешность, связанную с учетом возрастания активной мощности, потребляемой двигателем, вызванного увеличением активных потерь по мере снижения его скорости.

На рис. 4 представлены траектории изменения скольжения генератора при различных значениях сопротивления статора двигателя.

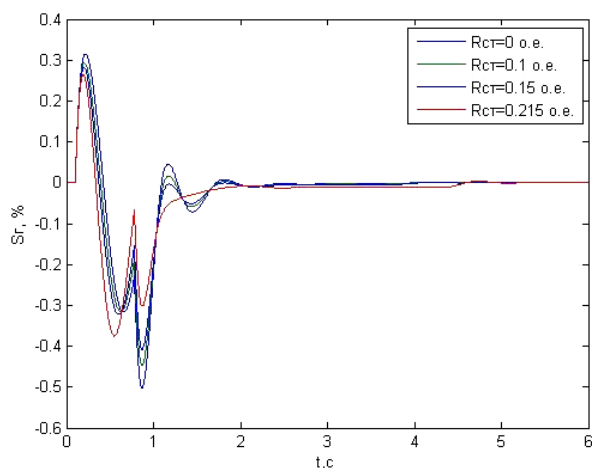


Рис. 4. Зависимость скольжения генератора сети от активного сопротивления статора

На рис. 4 моменту времени 0,1 с соответствует возникновение короткого замыкания, моменту времени 0,8 с – отключение короткого замыкания и восстановление нормального режима работы. Как показывает этот рисунок, учет активного сопротивления не приводит к существенным изменениям траектории изменения скольжения генератора во время короткого замыкания, однако после его отключения создает различные по силе колебания генератора, так как при большем активном сопротивлении скольжение увеличивается после отключения КЗ слабо и далее позволяет избежать колебаний генератора, в отличие от случая малого или же нулевого активного сопротивления, в котором колебания скольжения генератора больше по амплитуде и более продолжительны по времени.

Из всего вышесказанного касательно активного сопротивления следует, что в целом оно влияет на устойчивость генератора слабо, поскольку на практике редко превышает

0,05 о.е. [1], но, если имеется информация о повышенном активном сопротивлении, это следует учитывать, поскольку неучет его в таком случае приводит к изменению течения переходного процесса и увеличению погрешности расчетов.

#### IV. ВЫВОДЫ

На основании результатов работы можно сделать вывод о том, что такие коэффициенты модели нагрузки, как постоянная времени инертности асинхронных двигателей и коэффициент загрузки асинхронных двигателей, оказывают влияние на динамическую устойчивость генераторов сети, однако влияние последнего коэффициента выше, как показала оценка погрешности задания этих параметров.

Активное сопротивление оказывает влияние, однако редко достигает таких величин, чтобы это влияние было хоть сколько-нибудь существенным.

#### Список литературы

- [1] Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е. Применение математических моделей электрической нагрузки в расчетах электроснабжения промышленных предприятий. – М.: ЭЛЕКС-КМ, 2008. – 248 с.
- [2] Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учеб. для электроэнергет. спец. Вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш.шк., 1985. – 536 с.
- [3] Горев А.А. Переходные процессы синхронной машины. – Государственное энергетическое издательство, 1950.
- [4] Методические указания по устойчивости энергосистем. – М.: М54, Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 16 с.
- [5] Паздерин А.В., Суворов А.А., Тавлинцев А.С., Чусовитин П.В., Юдин А.В. Определение статической характеристики крупных узлов нагрузки // Научное обозрение. – 2013. – № 7. – С. 70–77.
- [6] Тавлинцев А.С., Паздерин А.В., Суворов А.А., Чусовитин П.В., Малоземова О.Ю. Экспериментальное исследование статических характеристик нагрузки // Advanced Materials Research. – 2014. – Vol. 960/961. – P. 969–973.

# Влияние точности цифровой модели автоматического регулятора возбуждения на результаты оптимизации его настроечных параметров

О.В. Гуриков, А.С. Зеленин, Д.А. Кабанов  
ОАО «НТЦ ЕЭС»  
Санкт-Петербург, Россия  
gurikov\_o@ntcees.ru

Приведена оценка влияния степени соответствия цифровой модели автоматического регулятора возбуждения (АРВ) его промышленному образцу на результаты оптимизации настроечных параметров. Показано, что использование цифровых моделей АРВ с характеристиками, отличающимися от оригинала, может привести к некорректным результатам анализа колебательной устойчивости.

*Ключевые слова: автоматический регулятор возбуждения, системный стабилизатор, колебательная устойчивость, цифровая модель.*

## Influence of excitation control system digital model accuracy on its parameters optimization results

O.V. Gurikov, A.S. Zelenin, D.A. Kabanov  
JSC «STC UPS»  
Saint-Petersburg, Russia  
gurikov\_o@ntcees.ru

This paper presents the influence of excitation control system digital model accuracy on its parameters optimization results. It is shown that using the excitation control system digital model with characteristics different from its original can lead to inaccurate results of oscillation stability analysis.

*Keywords: excitation control system, power system stabilizer, oscillatory stability, digital model.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Надежность электроснабжения потребителей определяется множеством факторов, в том числе и устойчивостью параллельной работы генераторов энергосистемы. Автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) синхронных генераторов являются как основным средством демпфирования послеаварийных колебаний параметров электрического режима, так и средством обеспечения устойчивости энергосистемы в «малом» на частотах электромеханических колебаний роторов генераторов. Выбор настроечных параметров стабилизации определяет эффективность демпфирования колебаний. В настоящее время существует множество методов оптимизации настроечных параметров регуляторов возбуждения, однако в подавляющем большинстве методов недостаточное внимание уделяется точности соответствия цифровой модели АРВ его промышленному образцу, что может привести к некорректным результатам анализа колебательной устойчивости.

### II. СОЗДАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ АРВ

Основным методом исследования колебательной устойчивости энергосистем является математическое моделирование. Таким образом, требуется создание адекватной математической модели АРВ.

Как правило, во всех исследовательских работах используется математическая модель в виде структурной схемы и её параметров, которые предоставляются производителем. На рис. 1 приведена такая схема вместе с параметрами для образца промышленного АРВ, используемого в настоящем исследовании, названная «упрощенной».

Производитель самостоятельно определяет степень ответственности модели АРВ его промышленному образцу и, как правило, ориентируется на то, что модель должна корректно отображать процессы при колебаниях на частотах до 3 Гц, так как на более высоких частотах не происходит существенного влияния сигнала АРВ на протекание электромеханического переходного процесса.

Однако точность таких моделей не всегда отвечает целям исследования колебательной устойчивости. В ОАО «НТЦ ЕЭС» проводится множество работ по выбору настроечных параметров регуляторов возбуждения, что вызывает заинтересованность в создании более «точных» моделей АРВ. Для этой задачи разработана методика получения экспериментальных частотных характеристик (ЧХ) автоматических регуляторов возбуждения [1].

В результате проведения процедуры аппроксимации экспериментальных данных получена уточненная математическая модель АРВ, которая приведена на рис. 2. На рис.

3 – 6 приведены ЧХ некоторых из каналов регулирования промышленного образца АРВ, полученные экспериментальным путем, а также ЧХ этих же каналов регулирования для упрощенной и уточненной математических моделей.

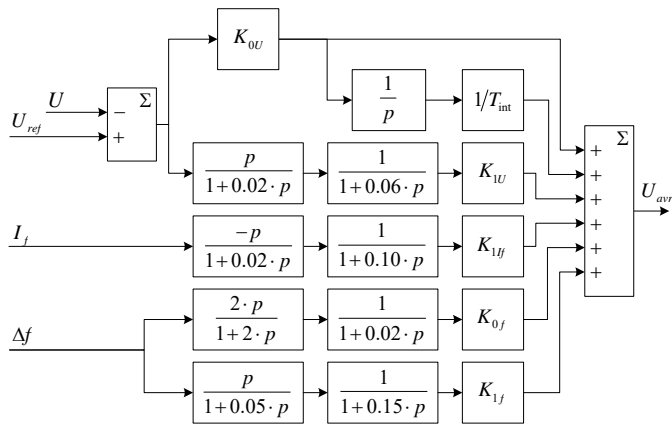


Рис. 1. Упрощенная математическая модель АРВ

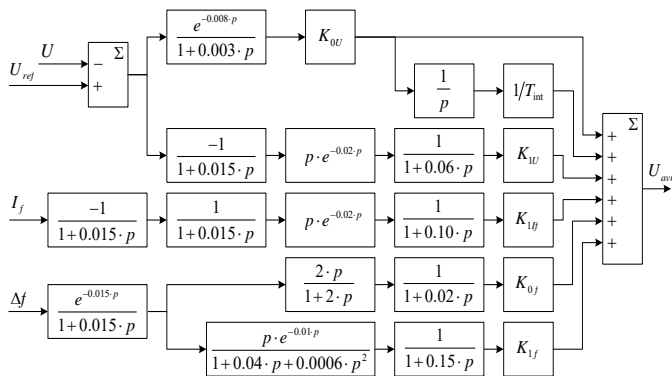


Рис. 2. Уточненная математическая модель АРВ

Из рис. 3 – 6 видно, что на частотах до 2 Гц все характеристики практически идентичны, а на частотах свыше 3-4 Гц характеристики упрощенной модели существенно отличаются от экспериментально полученных. Наибольшее различие наблюдается в фазочастотных характеристиках (ФЧХ).

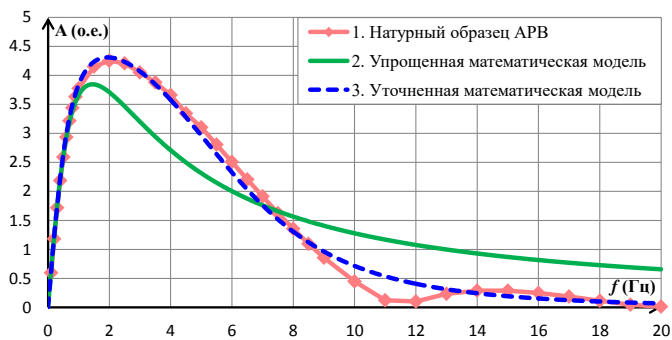


Рис. 3. АЧХ канала регулирования по производной частоты напряжения

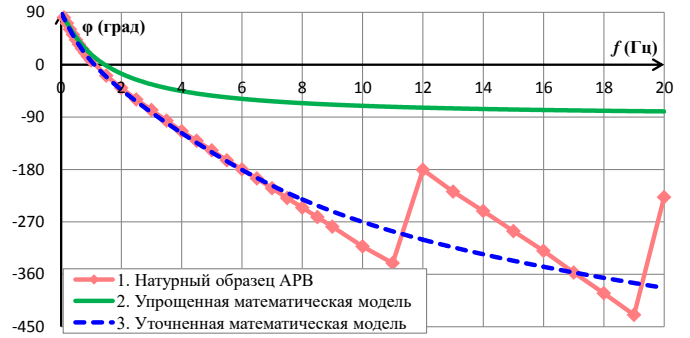


Рис. 4. АЧХ канала регулирования по производной частоты напряжения

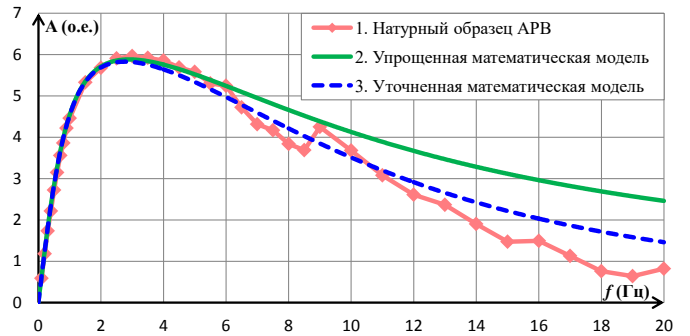


Рис. 5. АЧХ канала регулирования по производной тока ротора

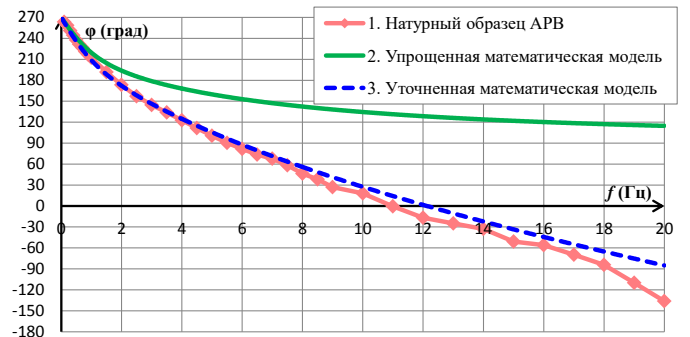


Рис. 6. АЧХ канала регулирования по производной тока возбуждения

### III. ВЫБОР НАСТРОЕЧНЫХ ПАРАМЕТРОВ АРВ

В качестве примера при оптимизации настроечных параметров АРВ использована тестовая схема для проведения сертификационных испытаний АРВ и режим под наименованием «Схема 3, режим 8» [2]. Выбор параметров осуществлен с использованием ПВК Eurostag и «Область» в соответствии с методикой выбора параметров, используемой в ОАО «НТЦ ЕЭС» [3]. Методика предусматривает создание цифровой модели энергосистемы, в том числе и АРВ. Далее путем подачи тестового импульса на последний сумматор АРВ исследуемого генератора рассчитываются режимные частотные характеристики (РЧХ) по частоте напряжения. В качестве критерия оптимизации использован критерий минимизации максимумов амплитудно-частотной характеристики.

Результат оптимизации с использованием упрощенной модели АРВ приведен в таблице под колонкой «До коррекции». На рис. 7 приведены РЧХ с введенными коэф-



коэффициентами стабилизации (кривая 1) и с выведенными (кривая 4).

ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ УСИЛЕНИЯ И ПОСТОЯННЫХ ВРЕМЕНИ АРВ В РЕЗУЛЬТАТЕ ОПТИМИЗАЦИИ

Параметр	Размерность	Значение	
		До коррекции	После коррекции
$K_{0U}$	е.в.н./е.н.с.	25	25
$T_{int}$	с	3	3
$K_{1U}$	е.в.н./е.н.с./с	5	2
$K_{1f}$	е.в.н./е.т.р./с	4,5	2,5
$K_{0f}$	е.в.н./Гц	1	1
$K_{1f}$	е.в.н./Гц/с	6,5	4

Тут и далее под коэффициентами стабилизации понимаются коэффициенты усиления каналов по отклонению частоты напряжения и её производной, а также производной тока возбуждения генератора. Из рисунка видно, что с использованием упрощенной математической модели АРВ введение коэффициентов стабилизации позволяет существенно снизить амплитуду РЧХ на частотах в области электромеханических колебаний (ниже 3 Гц), когда в области высоких частот ( $\approx 8$  Гц) происходит лишь незначительное увеличение амплитуды РЧХ.

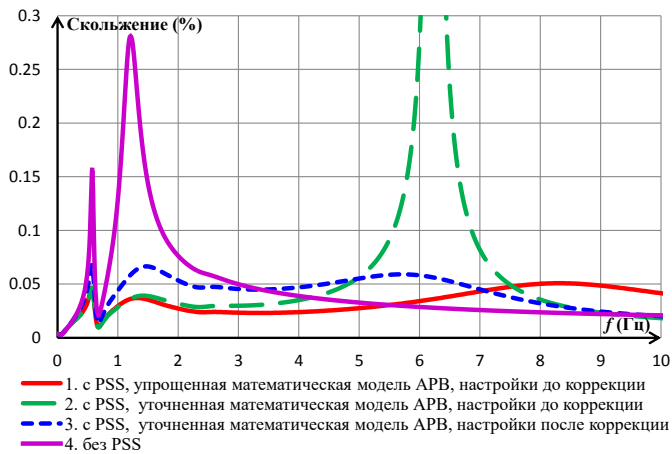


Рис. 7. РЧХ замкнутой системы управления по частоте напряжения генератора, полученные математическим моделированием

#### IV. ПРОВЕРКА РЕЗУЛЬТАТА

Проверка выполненных расчетов выполнена с использованием математической модели энергосистемы, функционирующей в режиме реального времени, и натурального образца АРВ. Для этого в комплексе RTDS была реализована схема и режим из [2] под наименованием «Режим 3, схема 8», к модели исследуемого генератора был подключен натуральный образец АРВ. Возбуждение модели генератора осуществлялось с помощью модели тиристорной системы возбуждения (которая, в свою очередь, управлялась импульсами зажигания от АРВ), к измерительным органам АРВ были подключены токи и напряжения статора генератора, токи и напряжения со стороны переменного напряжения тиристорного преобразователя.

Для оценки эффективности выбранной настройки проведён эксперимент при возникновении трехфазного ко-

ротного замыкания с отключением линии. На рис. 8 – 10 приведены графики изменения режимных параметров в ходе переходного процесса с выведенными коэффициентами стабилизации (кривые 3) и с введенными коэффициентами стабилизации, выбранными с использованием упрощенной модели (кривые 1).

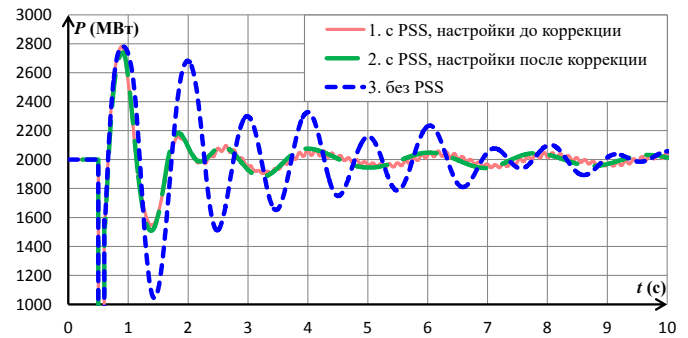


Рис. 8. Активная мощность генератора при трехфазном КЗ с отключением линии, полученная на RTDS

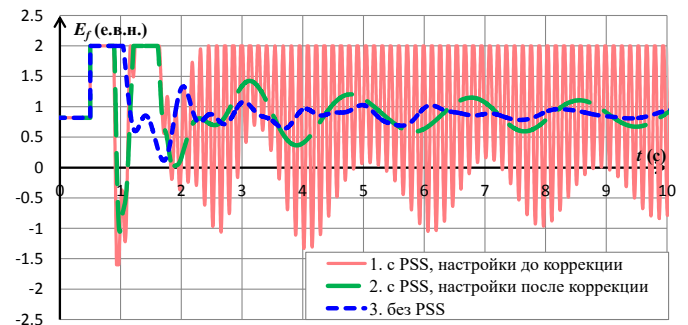


Рис. 9. Напряжение возбуждения генератора при трехфазном КЗ с отключением линии, полученное на RTDS

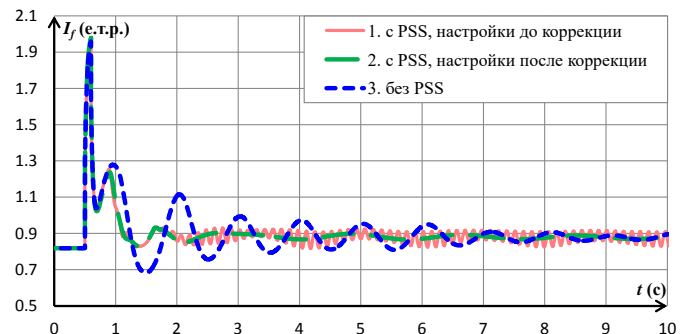


Рис. 10. Ток возбуждения генератора при трехфазном КЗ с отключением линии, полученный на RTDS

В соответствии с [3], качество затухания переходного процесса с введенными коэффициентами стабилизации должно быть не хуже, чем с выведенными. Из рис. 8 видно, что введение коэффициентов стабилизации позволяет заметно улучшить качество затухания переходного процесса на собственной частоте электромеханических колебаний ротора генератора ( $\approx 1,2$  Гц) и незначительно улучшить на низкой, «системной» частоте колебаний ( $\approx 0,5$  Гц).

Однако из рис. 9 видно, что переходной процесс сопровождается практически не затухающими колебаниями напряжения возбуждения генератора на высокой частоте ( $\approx 6$  Гц). При этом в токе возбуждения колебания на высо-

кой частоте наблюдаются меньшей амплитуды (см. рис. 10) в связи с инерционностью электромагнитных контуров генератора. В свою очередь, высокочастотные колебания тока возбуждения вызывают незначительные пульсации активной мощности (порядка 20 МВт) и частоты напряжения генератора (порядка 40 мГц). Представляется, что в случае такой работы АРВ на электрической станции существует опасность возникновения резонанса с валопроводом агрегата и возникновения резонанса с устройствами продольной компенсации или передачами постоянного тока. Также появление высокочастотных пульсаций напряжения возбуждения вызывает ложное развозбуждение в связи с тем, что при ограничении гармонических колебаний сверху (видно из рис. 9) их среднее значение уменьшается. В качестве примера рассмотрен только один электрический режим, когда в ряде других режимов работы сети и генератора данные колебания, как представляется, могут принять незатухающий характер. Данные обстоятельства являются недопустимыми и вызывают необходимость коррекции выбранной настройки.

Действительно, если полученные с использованием упрощенной модели настроечные параметры использовать вместе с уточненной моделью АРВ, то анализ колебательной устойчивости показывает, что в области высоких частот наблюдается резонансный максимум (кривая 2 на рис. 7). То есть ещё на этапе выбора настройки можно было бы предвидеть результат, полученный при проведении эксперимента с промышленным образцом АРВ. Сравнивая кривые 1 и 2 на рис. 7, можно заключить, что упрощенная модель АРВ начинает давать расхождения с промышленным образцом на частотах выше 3-4 Гц, что подтверждается ранее сделанным наблюдением при анализе рис. 3 – 6. На этих частотах ФЧХ упрощенной модели существенно отличаются от экспериментально полученных. Так, из сравнения кривых 1 и 2 на рис. 4 и 6 видно, что на частоте 6 Гц сигнал управления в каналах регулирования по производной частоты напряжения и производной тока возбуждения в промышленном образце запаздывает дополнительно на 120 и 65° соответственно по сравнению с упрощенной моделью.

Коррекция настройки выполнена по той же методике [3], но с использованием уточненной модели АРВ. Результат оптимизации приведен в таблице под колонкой «После коррекции». На рис. 7 приведены РЧХ с введенными коэффициентами стабилизации (кривая 3) и с выведенными (кривая 4).

Для оценки эффективности скорректированной настройки описанный ранее эксперимент с промышленным образцом АРВ был повторен. На рис. 8 – 10 приведены графики изменения режимных параметров в ходе переходного процесса с введенными коэффициентами стабилизации, выбранными с использованием уточненной модели (кривые 2). Из рисунков видно, что качество стабилизации переходного процесса с настройками до и после коррекции на частотах ниже 3 Гц сравнимо и, вместе с тем, скорректированные настройки не вызывают слабозатухающих колебаний на высоких частотах. Это говорит о корректности проведенного анализа колебательной устойчивости.

## V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Нередко исходные данные о цифровых моделях каналов АРВ содержат неточности или излишние упрощения. Использование цифровых моделей АРВ с характеристиками, отличающимися от оригинала, может привести к некорректным результатам анализа колебательной устойчивости, в частности к получению настроечных параметров АРВ в результате оптимизации, которые не будут на практике обеспечивать ожидаемого качества затухания переходного процесса. Для получения качественного результата необходимо использовать экспериментально верифицированные модели АРВ.

Однако, из имеющегося опыта, даже использование достоверных цифровых моделей АРВ не гарантирует успешного применения на практике полученных настроечных параметров, так как в области высоких частот, в которых возможно появление незатухающих колебаний большой амплитуды, поведение генератора, валопровода и системы возбуждения может отличаться от использованных при анализе моделей. Более того, на АРВ в условиях эксплуатации поступают реальные сигналы (токи и напряжения), в которых могут наблюдаться высшие гармоники, субгармоники и несимметрия, что при математическом моделировании не всегда может быть корректно учтено.

По этой причине в ОАО «НТЦ ЕЭС» в качестве заключительного этапа выбора настройки АРВ для целей ее проверки традиционно применяется физическое моделирование, что позволяет в некоторой степени компенсировать указанные недостатки использования математического моделирования.

Таким образом, для выбора эффективной в условиях реальной эксплуатации настройки АРВ требуется учет множества свойств исследуемых объектов и их взаимосвязей, что обуславливает крайне высокие требования к квалификации специалиста, выполняющего анализ колебательной устойчивости.

## Список литературы

- [1] Kabanov D.A., Kushir A.N., Shtefka Y., Zelenin A.S. Obtaining the frequency response of AVR's in a closed-loop system using RTDS Simulator [Электронный ресурс]: статья в корпоративном журнале «Новости RTDS – март 2015» // RTDS Technologies: Электрон. журн. – Winnipeg, Canada, 25-29 марта, 2015. – URL: <http://www.enlab.ru/rus/articles/39>, свободный.
- [2] СТО 59012820.29.160.20.001-2012. Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов.
- [3] Герасимов А.С., Есипович А.Х., Зеккель А.С., Штефка Й. Исследование устойчивости энергосистем и настройка системных стабилизаторов современных автоматических регуляторов возбуждения с использованием программы «Область» // Известия НИИ постоянного тока. – 2007. – № 62. – С. 41–50.

# Исследование и решение проблемы надежности и достоверности средств моделирования электроэнергетических систем

А.С. Гусев, А.А. Суворов, А.О. Сулайманов

ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»  
Томск, Россия  
suvorovaa@tpu.ru

Представлены результаты выявления и анализа причин существования проблемы достоверности и надежности доминирующих в настоящее время цифровых средств моделирования электроэнергетических систем, связанных с численным интегрированием жестких нелинейных систем дифференциальных уравнений большой размерности, описывающих процессы в реальных электроэнергетических системах при всевозможных нормальных, аварийных и послеаварийных режимах их работы. Принципиальная неустранимость, в рамках данного одностороннего, сугубо численного подхода к моделированию электроэнергетических систем, указанных причин определяет необходимость обязательной верификации каждого решения, которая, в силу очевидной и неизбежной ограниченности натуральных данных для всего значимого спектра всевозможных квазиустановившихся и переходных процессов в оборудовании и ЭЭС в целом, также оказывается неосуществимой. Предложен методологически новый подход к решению проблемы верификации средств расчета режимов и процессов в электроэнергетических системах на основе комплексного подхода, представляющего собой в широком смысле гибридное моделирование.

*Ключевые слова:* электроэнергетические системы, квазиустановившиеся и переходные процессы, моделирование, полнота и достоверность, теория методов дискретизации для обыкновенных дифференциальных уравнений, верификация, гибридное моделирование.

## Research and solution problem of reliability and validity electric power systems simulation tools

Alexander Gusev, Aleksey Suvorov, Almaz Sulaymanov

National Research Tomsk Polytechnic University  
Tomsk, Russia  
suvorovaa@tpu.ru

The results of identification and analysis problem of validity and reliability the digital simulation tools of electric power systems are presented. The problem is connected with the numerical integration of stiff nonlinear systems of differential equations of large dimension describing processes in real power systems for all possible normal, emergency and post-emergency regimes of their operation. Principally unavoidable, in the framework the unilateral numerical approach to the simulation of electric power systems, these factors determine the need for mandatory verification of each solution that in view of the obvious and inevitable limitations of the full-scale data is also impracticable. A new methodological way for validation of simulation tools based on an integrated approach, representing a hybrid simulation, is proposed.

*Keywords:* electric power systems, quasi-steady-state and transient processes, simulation, full and reliability, theory of discretization techniques for ordinary differential equations, validation, hybrid simulation.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Проектирование, исследования и эксплуатация разного рода систем, в том числе одних из наиболее сложных – электроэнергетических, основывается на анализе и использовании информации о процессах в элементах и системе в целом при всевозможных нормальных и аномальных режимах функционирования. Известная специфика электроэнергетических систем (ЭЭС) практически исключает возможность получения этой информации натурным путем, поэтому основным способом ее получения служит моделирование, преимущественно математическое – из-за сложности ЭЭС и невозможности их полноценного физического моделирования. Однако доминирующие в на-

стоящее время средства сугубо численного моделирования ЭЭС далеко не всегда обеспечивают необходимую полноту и достоверность воспроизведения процессов в оборудовании и ЭЭС в целом, ввиду неизбежности применения глубокой декомпозиции объективно единого и непрерывного спектра нормальных и аномальных квазиустановившихся и переходных процессов ЭЭС, существенного упрощения математических моделей элементов, особенно электросетевых, и соответственно ЭЭС, ограничения интервала воспроизведения процессов. Кроме того, независимо от этого всегда неизвестной остается присущая численному интегрированию дифференциальных уравнений методическая ошибка решения, определение действительного значения которой отнесено в теории ме-



тодов дискретизации дифференциальных уравнений к категории фундаментальных проблем. Совокупность обозначенных аспектов проблемы достоверности моделирования ЭЭС значительно усложняет задачу надежной и гарантированной верификации этих средств.

## II. ОБОСНОВАНИЕ НЕРАЗРЕШИМОСТИ ПРОБЛЕМЫ ДОСТОВЕРНОСТИ ПРИ СУГУБО ЧИСЛЕННОМ МОДЕЛИРОВАНИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Подтверждаемая на практике принципиальная неизбежность указанных упрощений и ограничений определена, согласно названной теории, условиями применимости методов численного интегрирования дифференциальных уравнений [1].

1. Решение дифференциального уравнения должно удовлетворять условию Липшица:

$$|f(t, y_n) - f(t, y_j)| \leq L |y_n - y_j|, \quad (1)$$

где  $y_n, y_j$  – любая пара значений из области решения дифференциального уравнения  $dy/dt = f(t, y)$ ;  $L$  – константа Липшица, определяемая нормой матрицы Якоби  $\|\partial f / \partial t\|$ . Данное условие косвенно регламентирует жесткость дифференциальных уравнений, которые считаются таковыми, если их спектральный радиус:

$$S(t) = \frac{\max_{n=1, \dots, m} |\operatorname{Re} \lambda_n|}{\min_{n=1, \dots, m} |\operatorname{Re} \lambda_n|} \geq 10, \quad (2)$$

физической интерпретацией которого служит  $S = T_{\max} / T_{\min} \geq 10$ , где  $\lambda_n$  – собственное значение матрицы Якоби решаемой системы дифференциальных уравнений;  $T_{\max}, T_{\min}$  – максимальная и минимальная постоянные времени, характеризующие скорость изменения процессов.

Достаточно точная математическая модель любой современной ЭЭС образует систему, жесткость которой превышает  $10^3$ . Между тем, практикой применения численных методов установлено, что широко используемые методы дискретизации являются малоприспособными для численного интегрирования жестких систем дифференциальных уравнений.

2. Решение дифференциального уравнения должно раскладываться в ряд Тейлора в окрестности каждой точки дискретизации:

$$y(t) = \sum_{p=0}^n \frac{y^p(t_n)}{p!} (t - t_n)^p + r_n(t), \quad (3)$$

где  $y^p(t_n) = \frac{d^p y}{dt^p} \Big|_{t=t_n}$ , а  $r_n(t)$  – остаточный член ряда

Тейлора. В соответствии с данным условием, предполагается разложимость решения в ряд Тейлора, однако далеко не все, даже весьма простые, функции раскладываются в ряд Тейлора. Применение именно усеченного ряда Тейлора связано с тем, что использование других рядов усложняет математический расчетный аппарат, а существенных преимуществ в общем случае не дает.

3. Решение дифференциального уравнения должно быть ограничено, как минимум, условием нуль-

устойчивости, определяющим допустимые значения коэффициентов аппроксимирующего полинома. Согласно этому условию, на коэффициенты налагаются ограничительные условия, в соответствии с которыми корни  $\xi_i$  его характеристического полинома

$$\Pi(\xi) = \sum_{i=0}^k a_i \xi^i \quad (4)$$

должны удовлетворять требованиям: для всех корней  $|\xi_i| \leq 1$ , корни  $|\xi_i| = 1$  должны быть обязательно простыми. Кроме того, для достижения более сильной, теоретически абсолютной устойчивости вводят дополнительные ограничения: метод дискретизации должен быть неявным, а порядок используемого метода дискретизации ограничивается значениями  $k \leq 2$ .

4. В соответствии с теоремой Далквиста, решение дифференциального уравнения ограничивается длиной интервала решения:

$$|\tilde{y}(t_n) - y(t_n)| \leq \frac{G}{1 - \left| h \frac{b_k}{a_k} \right| M} \times \left[ \left( 1 + \left| h \frac{b_k}{a_k} \right| \cdot M \right) d + \frac{t_n}{|a_k|} \left( \frac{\sigma}{h} + Kh^p \right) \right] \cdot e^{Gh t_n}, \quad (5)$$

где  $a_k, b_k$  – постоянные, определяемые аппроксимирующим многочленом конкретного метода, причем если  $b_k = 0$  и  $a_k \neq 0$ , то метод явный, а если  $b_k \neq 0$  и  $a_k \neq 0$ , то метод неявный;  $\tilde{y}(t_n)$  – дискретное значение решения в точке  $t_n$ ;  $h$  – шаг интегрирования;  $\sigma = \max |\sigma_n|$  – ошибка округления компьютера;  $d$  – локальная ошибка аппроксимации;  $G, M, K$  – постоянные, определяемые неравенствами

$$\frac{|\tilde{y}_n - y_n|}{d} < G; \quad |\lambda_n M| < 1; \quad |y^{(p+1)}(t)| < K.$$

Согласно коэффициентам приведенного неравенства, длина интервала решения уменьшается при увеличении жесткости, локальной ошибки аппроксимации и порядка аппроксимирующего выражения, используемого для решения системы дифференциальных уравнений.

Таким образом, применение численных методов интегрирования всегда связано с наличием некоторой пошаговой ошибки и неизвестным её преобразованием от шага к шагу, сопровождающимся нередко её накоплением. Из вышеизложенного следует, что вероятность значительной методической ошибки численного интегрирования дифференциальных уравнений тем выше, чем выше их жесткость, дифференциальный порядок и интервал решения, что определяет необходимость указанных упрощений и ограничений. Поэтому, несмотря на достигнутый уровень физико-математического представления и описания процессов в элементах и оборудовании в целом, позволяющий синтезировать высокоадекватные математические модели для воспроизведения всего непрерывного спектра нормальных и аномальных процессов, получаемая при этом совокупная математическая модель любой реальной ЭЭС, даже с учетом допустимого частичного эквивалентирования, неизбежно содержит жесткую, нелинейную систему дифференциальных уравнений чрезвычайно

большой размерности, удовлетворительное численное решение которой оказывается маловероятным, и становятся неизбежными постоянные, указанные ранее упрощения и ограничения. Совокупность этих упрощений и неизвестной методической ошибки ставит под вопрос полноту и достоверность подобного моделирования ЭЭС, в связи с чем особо важной и обязательной становится верификация этих средств моделирования ЭЭС.

### III. ПРОБЛЕМА ВЕРИФИКАЦИИ ЦИФРОВЫХ СРЕДСТВ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ И ПУТИ ЕЁ РЕШЕНИЯ

Попыткам верификации цифровых средств расчета режимов и процессов в ЭЭС посвящен ряд отечественных и зарубежных проектов:

1. Анализ тяжелой системной аварии в Западной энергосистеме США, Bonneville Power Administration, U.S. Department of Energy.

2. PEGASE (Pan European Grid Advanced Simulation and State Estimation) «Разработка усовершенствованных методов оценивания состояния и моделирования Единой Европейской электроэнергетической сети».

3. «Методические указания по принципам и критериям верификации динамических моделей» ОАО «СО ЭЭС».

Однако возможности существующего подхода к верификации средств моделирования ЭЭС ограничены процессами, для которых имеются натурные данные, а верифицировать единый непрерывный спектр нормальных и аномальных режимов и процессов, перспектива появления натурных данных для которого неопределенна, по ограниченному числу натурных данных невозможно, поскольку в существующих средствах моделирования ЭЭС, основанных на сугубо численном подходе, неизбежно применяются существенные упрощения, ограничения и остается неизвестной действительная ошибка численного решения. Таким образом, существующий подход к верификации средств моделирования ЭЭС носит локальный характер, не гарантирующий использование результатов этой верификации для остальной части спектра режимов и процессов. Кроме того, в обозначенном подходе для адаптации результатов расчета к натурным данным осуществляется различное варьирование параметров, как правило, моделей статических характеристик нагрузок и настроек регуляторов. Проведенный анализ опубликованных результатов [2 – 4] показывает, что удается получить весьма приближенное воспроизведение конкретного процесса, отражающее по существу тренд изменения параметров.

В качестве источника данных для верификации цифровых средств моделирования ЭЭС предлагается использовать созданный в Томском политехническом университете в соответствии с комплексным подходом всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС), представляющий собой параллельную многопроцессорную программно-техническую систему реального времени гибридного типа, объединяющую в себе адаптируемую совокупность специализированных процессоров [5] и информационно-управляющую систему [6]. ВМК РВ ЭЭС обладает возможностью бездекомпозиционного непрерывного воспроизведения единого спектра квазиустановившихся и переходных процессов в реальном времени на неограниченном интервале с гарантированной приемлемой точностью. Од-

нако созданное средство, эвристически очевидно, представляет весьма сложный и дорогостоящий программно-технический комплекс, промышленное изготовление и широкомасштабное внедрение которого является перспективной задачей, но разработанный экспериментальный образец может успешно решить задачу всережимной верификации средств моделирования ЭЭС. Для решения обозначенной проблемы создается тестовая математическая модель реальной ЭЭС, воспроизводимая в верифицируемом средстве и данном комплексе, в которой реализуется верификационный спектр квазиустановившихся и переходных процессов, а с помощью разрабатываемого специализированного программного инструментария осуществляется интерактивная и автоматическая процедура всережимной верификации, обработка результатов верификации и их всестороннее отображение в виде таблиц и графиков. В связи с тем, что в разрабатываемом средстве для всего единого непрерывного спектра процессов используются одна и та же высокоадекватная математическая модель и методически точный метод её решения, любой воспроизводимый процесс, в том числе квазиустановившийся, является результатом решения этой математической модели и его верификация возможна сопоставлением с соответствующими достоверизованными данными оперативно-информационного комплекса (ОИК) тестовой ЭЭС и в частности с контрольно-диспетчерскими замерами, формируемыми на основе достоверизованных данных ОИК. Так как разработанное средство реализует тестовую математическую модель реальной ЭЭС с гарантированной приемлемой точностью на непрерывном интервале протекания квазиустановившихся и переходных процессов, то точность воспроизведения квазиустановившегося режима можно распространять на весь значимый спектр режимов и процессов, включая коммутационные перенапряжения. Таким образом, информацию, получаемую с помощью ВМК РВ ЭЭС, можно использовать в качестве эталонных данных для сравнения с результатами цифрового моделирования.

### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представленные в статье результаты позволяют сделать следующие выводы:

1. Современный физико-математический уровень представления и описания процессов в элементах и оборудовании позволяет синтезировать их высокоадекватные математические модели. Однако совокупная адекватная модель ЭЭС всегда содержит жесткую нелинейную систему дифференциальных уравнений чрезвычайно большой размерности, оказывающуюся плохо обусловленной на условиях применимости методов их численного интегрирования, что исключает её удовлетворительное решение.

2. Единственным способом улучшения обусловленности является снижение жесткости и дифференциального порядка системы уравнений, а также ограничение интервала решения, реализуемых только путем: декомпозиции режимов и процессов, упрощения математических моделей оборудования и ЭЭС в целом, ограничения интервала воспроизведения процессов, которые, в совокупности с присущей численным методам интегрирования дифференциальных уравнений неопределимой методической ошибкой, порождают проблему полноты и достоверности воспроизведения режимов и процессов в средствах моделирования ЭЭС.

3. Ввиду неразрешимой в рамках сугубо численного моделирования ЭЭС проблемы полноты и достоверности, обязательной является верификация каждого воспроизводимого режима и процесса, которая, ввиду отсутствия в обозримой перспективе необходимых натуральных данных для всего значимого спектра квазиустановившихся и переходных процессов в оборудовании и ЭЭС в целом, оказывается неосуществимой, что подтверждается опубликованными результатами специально подготовленных верификаций современных цифровых средств расчета режимов и процессов в ЭЭС, проведенных в США, Европе и в России.

4. Единственным способом решения проблемы полноты и достоверности моделирования ЭЭС является создание средств на основе комплексного подхода, представляющего собой в широком смысле гибридное моделирование, позволяющего, в отличие от одностороннего сугубо численного подхода, для каждого значимого аспекта данной проблемы разрабатывать и применять наиболее эффективные методы, способы, средства и методики, агрегированное применение которых обеспечит радикальное решение проблемы в целом.

### Список литературы

- [1] Холл Д., Уатт Д. Современные численные методы решения обыкновенных дифференциальных уравнений: Пер. с англ. / Под ред. А.Д. Горбунова. – М.: Мир, 1979. – 312 с. (references).
- [2] Костеров Д., Тэйлор С., Митэлстэд В. Верификация модели для аварии 10 августа 1996 года // Эксплуатация электроэнергетических систем. – 1999. – Вып. 14, № 3. – С. 967 – 979.
- [3] Аюев Б.И. Верификация цифровых моделей ЭЭС/ОЭС / Б.И. Аюев, А.С. Герасимов, А.Х. Есипович, Ю.А. Куликов // Электричество. – 2008. – № 5. – С. 2–7.
- [4] Копс Д., Рудез У., Михалик Р. Применение системы мониторинга переходных режимов для верификации части динамической модели Европейской энергосистемы // Исследование электроэнергетических систем. – 2015. – Вып. 119. – С. 1–10.
- [5] Гусев А.С., Суворов А.А., Сулайманов А.О. Программно-технические средства всережимного моделирования в реальном времени управляемых шунтирующих реакторов в электроэнергетических системах // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1. – URL: <http://www.science-education.ru/125-19879> (дата обращения 23.06.2015).
- [6] Боровиков Ю.С., Гусев А.С., Сулайманов А.О. Принципы построения средств всережимного моделирования в реальном времени энергосистем // Электричество. – 2012. – № 6. – С. 10–13.

# **Повышение качества регулирования напряжения путем оптимизации процесса выбора уставок автоматики регулирования напряжения автотрансформаторов на смежных объектах**

С.В. Гусев, А.Б. Коротков

Филиал АО «Системный оператор Единой энергетической системы»  
Региональное диспетчерское управление Республики Башкортостан  
Уфа, Российская Федерация  
gusev@rb.so-ups.ru

Устройства автоматического регулирования напряжения под нагрузкой автотрансформаторов (далее – АРПН) размещаются в энергосистеме локально на некоторых объектах и не имеют взаимной связи друг с другом. Несогласованная настройка АРПН на смежных объектах может привести к уменьшению располагаемого (реализуемого автоматически) регулировочного диапазона РПН автотрансформаторов, установленных на данных объектах, и излишним переключениям РПН, ресурс которых ограничен. На сегодняшний день принципы выбора согласованной настройки АРПН на смежных объектах в технической литературе отсутствуют.

Разработка принципов выбора оптимальных настроек устройств АРПН на смежных объектах выполнена для случая каскадного (по схеме: ПС 500 кВ с АТ-500/220 – ЛЭП 220 кВ – ПС 220 кВ с АТ-220/110 – энергоузел) включения энергообъектов с автотрансформаторами на основании расчетов установившихся режимов с использованием программного комплекса RastrWin. Проведены расчеты различных установившихся режимов, на основании которых определены принципы выбора оптимальных настроек устройств АРПН на смежных (соединенных каскадно) энергообъектах. Выбор настройки устройств АРПН на смежных объектах в соответствии с данными принципами позволяет: обеспечить согласованную работу данных устройств, минимизировать излишние переключения РПН, увеличить располагаемый (реализуемый автоматически) регулировочный диапазон РПН и повысить качество регулирования напряжения в питаемом через АТ энергоузле.

Результаты исследования могут быть применены филиалами ОАО «СО ЕЭС» (РДУ) при выборе настройки устройств АРПН на смежных энергообъектах в энергорайонах, аналогичных рассмотренному в статье.

*Ключевые слова: настройка автоматики регулирования напряжения автотрансформаторов, РПН, выбор уставок автоматики.*

## **Quality control optimization of voltage by selection setting automatic adjustment for voltage autotransformers adjacent objects**

S.V. Gusev, A.B. Korotkov

Branch of JSC «System Operator of Unified Energy System» Regional Dispatch Administration of the Republic of Bashkortostan  
Ufa, Russia  
gusev@rb.so-ups.ru

Autotransformer voltage automatic control devices (hereinafter – ARPN) are placed in the energetic systems on some objects locally and have no interconnection with each other. Inconsistent setting ARPN on adjacent sites may lead to a decrease in disposable (implemented automatically) adjustment range RPN autotransformers installed at these facilities, and unnecessary RPN switching, which resource is limited. Today on adjacent sites or in the technical literature are no agreed principles for the selection settings of ARPN.

Design principles for selecting the optimum settings ARPN devices on adjacent objects made for the case of a cascade (according to the scheme: 500 kV with the AT-500/220 - 220 kV - 220 kV with the AT-220/110 - power center) inclusion of power devices with autotransformers is made based on calculations of established modes using a PC RastrWin. The selection principles of optimal settings ARPN devices were identified on the adjacent (connected in cascade) power facilities, based on the calculations of the different established modes. Selecting settings of ARPN devices on adjacent facilities in accordance with these principles allows to: provide coordinated operation of these devices, to minimize unnecessary RPN switching, increase disposable (implemented automatically) adjusting the RPN range and improve the quality of voltage regulation in the energy system that is powered via the AT.

The results of the study can be used by the branches of ОАО «UES SO» (RDU) in the selection ARPN device configuration on the adjacent power facilities in power districts similar to those discussed in the article.

*Keywords: automatic setting regulation autotransformers voltage, load tap changer, RPN, ARPN, the automatic settings selection.*

Уровень напряжения в электрической сети является одним из важнейших параметров электроэнергетического режима, и соответственно процесс регулирования напряжения в требуемых пределах, обеспечивающих надежность, устойчивость работы энергосистемы, а также качество электрической энергии, является одной из основных задач оперативно-диспетчерского управления. Задача эта может реализовываться как вручную, так при помощи автоматических устройств. Далее в данной статье будет рассматриваться одно из таких автоматических устройств – автоматика регулирования напряжения под нагрузкой (далее – АРПН) или автоматика регулирования коэффициента трансформации (далее – АРКТ).

Существуют следующие варианты включения автотрансформаторов (далее – АТ) на энергообъектах, питающих некоторый энергорайон: параллельное включение АТ, каскадное включение АТ и различные комбинации этих двух способов. В данной статье рассмотрен случай каскадной схемы (рисунок) включения АТ.

Несогласованная настройка АРПН на смежных объектах может привести к уменьшению располагаемого (реализуемого автоматически) регулировочного диапазона АРПН автотрансформаторов, установленных на данных объектах, излишним переключениям РПН, ресурс которых ограничен, значительным отклонениям напряжения на шинах подстанции более низкого класса напряжения и непосредственно в точках присоединения потребителей, а значит, и к ухудшению такого показателя качества электроэнергии, как отклонение напряжения электропитания [1]. Отклонение уровня напряжения от нормального значения как в сторону понижения, так и в сторону повышения приводит к ухудшению условий работы оборудования, снижению производительности механизмов, сокращению срока службы электрооборудования и браку продукции [2]. В связи с этим возникает вопрос, на основании каких принципов выбирать настройку АРПН на смежных энергообъектах для обеспечения их согласованной работы.

К основным настройкам, определяющим работу регулятора АРПН АТ, относятся напряжение поддержания, выдержка времени и зона нечувствительности.

Напряжение поддержания – это уровень напряжения, который регулятор поддерживает на шинах АТ посредством переключения анцапф РПН.

В рассматриваемой каскадной схеме, приведенной на рисунке, к контрольному пункту по напряжению можно отнести узел «СШ 110 кВ ПС 2», поскольку на ПС 2 и прилегающей к ней ПС 1 имеются средства регулирования напряжения, а также в связи с тем, что изменение уровня напряжения в узле «СШ 110 кВ ПС 2» позволяет регулировать напряжение в узлах нагрузки во всем прилегающем энергорайоне Н. К факторам, влияющим на уровень напряжения в контрольном пункте (СШ 110 кВ ПС 2), можно отнести колебания потребления в питаемом энергорайоне (Н), колебания уровней напряжения во внешней (по отношению к рассматриваемому узлу) электрической сети (ЭС), а также изменение топологии прилегающей сети. Эффективность регулирования напряжения в контрольном пункте «СШ 110 кВ ПС 2» будет определяться шириной располагаемого диапазона регулирования АРПН в направлениях снижения и повышения напряжения. То есть если в некотором режиме РПН АТ 2, 3 ПС 2 находится в нейтральном положении, то это значит, что

АРПН АТ 2, 3 ПС 2 имеет равные диапазоны регулирования как в сторону снижения, так и в сторону повышения напряжения.

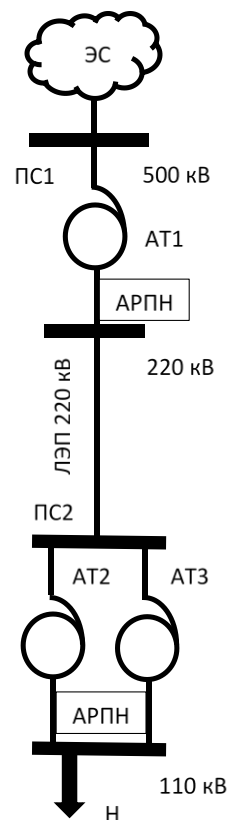


Схема каскадного включения АТ: ЭС – энергосистема; ПС – подстанция; АТ – автотрансформатор; АРПН – автоматика регулирования напряжения под нагрузкой; Н – нагрузка (энергорайон); ЛЭП 220 кВ – линия электропередачи между ПС 1 и ПС 2 (АРПН АТ 2, 3 работает в режиме группового регулирования)

Если для АРПН АТ 1 ПС 1 и АРПН АТ 2, 3 ПС 2 в качестве напряжения поддержания задать номинальное напряжение регулируемой обмотки (например, для АТ 1 ПС 1 – 230 кВ, а для АТ 2, 3 ПС 2 – 121 кВ), напряжение на шинах 220 кВ ПС 2 не будет номинальным, поскольку на ЛЭП, соединяющей ПС 1 и ПС 2, при передаче по ней мощности возникают потери напряжения. Это значит, что для поддержания заданного напряжения (близкого к номинальному) на шинах 110 кВ ПС 2 переключатели РПН АТ 2, 3 всегда будут смещены к крайнему положению (в сторону повышения напряжения) – т.е. диапазон регулирования напряжения в одном из направлений будет сокращен. Расчеты установившихся режимов с последовательным пошаговым снижением напряжения на шинах 110 кВ ПС 2 с учетом работы АРПН для рассматриваемой схемы показали, что при подобной настройке АРПН АТ 1 ПС 1 (уставка поддержания АРПН АТ 1 ПС 1 соответствует уровню номинального напряжения обмотки 220 кВ АТ 1 ПС 1; зоны нечувствительности и выдержки времени АРПН АТ 1 ПС 1 и АРПН АТ 2, 3 ПС 2 одинаковые) возможны ситуации, когда располагаемого (сокращенного) диапазона регулирования АРПН АТ 2, 3 ПС 2 недостаточно. То есть при последовательном снижении напряжения в прилегающем энергорайоне с работой АРПН (в соответствии с заданной настройкой) в первую очередь отработывает АРПН АТ 2, 3 и переводит РПН АТ 2, 3 в крайнее по-

ложение, дальнейшее достаточно глубокое снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 2 не приводит к срабатыванию АРПН АТ 1 ПС 1, поскольку напряжение на шинах 220 кВ ПС 1 остается в границах зоны нечувствительности. Таким образом, АРПН АТ 1 ПС 1 остается не задействованным при регулировании напряжения в контрольном пункте «СШ 110 кВ ПС 2».

Очевидным решением данной проблемы является повышение уровня напряжения поддержания для АРПН АТ 1 ПС 1. Расчет уставки поддержания АРПН АТ 1 ПС 1 предлагается выполнять следующим образом:

$$U_{устАТ1} = U_{номВН АТ2,3} + \Delta U_{ЛЭП220}, \quad (1)$$

где  $U_{устАТ1}$  – уставка напряжения поддержания АРПН АТ 1 ПС 1;  $U_{номВН АТ2,3}$  – номинальное напряжение обмотки высокого напряжения АТ 2, 3 ПС 2 (230 кВ);  $\Delta U_{ЛЭП220}$  – потери напряжения на ЛЭП 220 кВ.

Величину потерь напряжения на ЛЭП 220 кВ можно определить либо расчетным путем, либо по данным ОИК. При этом целесообразно определять данную величину для режима максимальных нагрузок, так как именно в таком режиме потери напряжения на ЛЭП 220 кВ максимальны, в противном случае (например, если в расчетах учесть минимальную величину потерь напряжения на ЛЭП 220 кВ) в режимах с максимальными нагрузками диапазон регулирования напряжения будет уменьшен (РПН АТ 2 ПС 2 будет смещен в сторону повышения напряжения).

Для недопущения случаев превышения наибольшего рабочего уровня напряжения (252 кВ) на шинах 220 кВ ПС 1 при работе АРПН АТ 1 с увеличенной  $U_{устАТ1}$  требуется выполнение следующего условия:

$$U_{устАТ1} + 0,5 \times 3НЧ_{АТ1} < U_{нб,раб}, \quad (2)$$

где  $0,5 \times 3НЧ_{АТ1}$  – половина зоны нечувствительности АРПН АТ 1 ПС 1;  $U_{нб,раб}$  – наибольшее рабочее напряжение.

При выборе уставки поддержания напряжения АРПН АТ также следует учитывать то, что чем выше уставка напряжения поддержания, тем выше переток реактивной мощности через АТ и, соответственно, выше нагрузка данного АТ. То есть выбранную уставку напряжения поддержания АРПН АТ следует проверить расчетами установившихся режимов в наиболее тяжелых схемно-режимных ситуациях (для нормальных, ремонтных и послеаварийных схем), характеризующихся максимальной нагрузкой рассматриваемого АТ. Кроме того, при расчетах установившихся режимов следует определять достаточность располагаемых диапазонов регулирования РПН в обоих направлениях, проанализировав характерные для рассматриваемого энергоузла схемно-режимные ситуации и потенциальные риски (снижения либо повышения напряжения). На основе оценки полученных результатов при необходимости следует скорректировать уставку напряжения поддержания.

Зона нечувствительности АРПН определяет величину отклонения напряжения от уставки, при которой регулятор не выдает команду на регулирование напряжения [2].

К общепринятым требованиям по выбору зоны нечувствительности АРПН АТ можно отнести следующее:

1. Необходимо исключить ситуаций, когда после перевода РПН на одно положение действием автоматики возникло бы условие для возвращения РПН в исходное положение, т.е. после регулирования РПН на одну ступень напряжение должно попасть в зону нечувствительности регулятора, таким образом, ширина зоны нечувствительности должна быть больше ступени регулирования РПН [2].

2. Зона нечувствительности должна быть шире нерегулярных колебаний (далее – НК) напряжения, обусловленных изменениями нагрузки, с целью минимизации количества переключений РПН.

Выдержка времени определяет длительность случая выхода уровня напряжения за границу зоны нечувствительности (верхнюю или нижнюю), по истечении которой регулятор выдает команду на регулирование напряжения [2].

Выдержка времени выбирается исходя из возможности и длительности кратковременных изменений напряжения при переменном характере нагрузки. Чем больше выдержка времени, тем меньше вероятность излишнего действия РПН, а значит, меньше количество операций РПН, ресурс которого ограничен. Длительность, как и амплитуду НК, можно оценить по ТИ в ОИК.

Описанные выше критерии выбора зоны нечувствительности и выдержки времени не позволяют обеспечить согласованную работу АРПН АТ на смежных объектах, т.е. возможны случаи одновременного их срабатывания вследствие одного и того же возмущения. Одновременное срабатывание АРПН на ПС 1 и ПС 2 может привести к перерегулированию или излишнему переключению РПН (когда после переключения одновременно РПН АТ 1 ПС 1 и РПН АТ 2, 3 ПС 2 возникнет условие для переключения АРПН АТ 2, 3 ПС 2 обратно на одно положение, т.е. достаточным было бы переключение РПН только на АТ 1 ПС 1). С целью исключения излишних переключений РПН и обеспечения согласованной работы АРПН на смежных энергообъектах предлагается выбирать величину зоны нечувствительности и выдержку времени АРПН, учитывая следующие дополнительные критерии.

1. Выдержка времени регуляторов АРПН на смежных объектах должна быть разной, на АРПН АТ более высокого класса напряжения выдержка времени должна быть меньше, чем выдержка на АРПН АТ более низкого класса напряжения.

2. Зона нечувствительности на АТ более высокого класса напряжения должна быть шире, чем зона нечувствительности на АРПН АТ более низкого класса напряжения.

То есть при значительных скачках напряжения (напряжение вышло за зону нечувствительности АРПН АТ 1 ПС 1 и АРПН АТ 2, 3 ПС 2) первым отработает регулятор на ПС 1, если после этого напряжение на ПС 2 останется вне зоны нечувствительности АРПН АТ 2, 3 ПС 2, то следующим сработает регулятор на ПС 2. При более мелких колебаниях напряжения в первую очередь будет работать АРПН АТ 2, 3 ПС 2.

Безусловно, из-за высокой медлительности (время срабатывания АРПН доходит до нескольких минут) автоматика АРПН не сможет предотвратить нарушение режимных параметров в послеаварийных ситуациях. Тем не менее, работа автоматики АРПН, настройка которой выполнена в соответствии с описанными выше рекомендациями, обеспечивает восстановление доаварийных или близких к

ним значений напряжения в узлах питаемого энергорайона, а значит, обеспечивает более высокий уровень качества электроэнергии. Если в рассматриваемой схеме произойдет некоторое аварийное возмущение, которое приведет, например, к снижению напряжения в узлах нагрузки ниже аварийно допустимых значений, то данное нарушение будет ликвидироваться противоаварийной автоматикой, такой как автоматика ограничения снижения напряжения (позволяет повысить напряжение выше аварийно допустимых значений), работа же автоматики АРПН при этом позволит повысить напряжение выше минимально допустимых значений.

#### Выводы

Выбранная описанным выше способом настройка (напряжение поддержания, зона нечувствительности и выдержка времени) АРПН автотрансформаторов на смежных энергообъектах позволяет:

– задействовать в процессе регулирования напряжения РПН автотрансформаторов как более низкого класса напряжения, так и РПН более высокого класса напряжения;

– обеспечить необходимую ширину располагаемого диапазона регулирования напряжения, реализуемого в автоматическом режиме, что позволяет более быстро (по

сравнению с ручным регулированием) восстановить напряжение в контрольном пункте и, соответственно, повысить уровень показателя качества электроэнергии «отклонение напряжения электропитания»;

– определить очередность срабатывания АРПН на смежных объектах, тем самым минимизировать излишние переключения РПН автотрансформаторов;

– обеспечить регулирование напряжения в автоматическом режиме как в нормальных режимах при колебаниях напряжения, вызванных изменением суточного графика потребления, так и в различных послеаварийных режимах при более значительных колебаниях напряжениях.

#### Список литературы

- [1] ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
- [2] Гловацкий В.Г., Пономарев И.В. Современные средства релейной защиты и автоматики электросетей. – Энергомашвин, 2006. – 305 с.

# Исследование моделей оценки колебательной неустойчивости электрической системы

В.В. Давыдов<sup>1</sup>, П.М. Ерохин<sup>2</sup>, М.А.Прудов<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Филиал АО «СО ЕЭС» – ОДУ Сибири, <sup>2</sup>АО «СО ЕЭС», <sup>3</sup>ГБОУ ВО «ВСГУТУ»  
<sup>1,3</sup>Улан-Удэ, <sup>2</sup>Екатеринбург, Россия

Режим электрической системы подвержен различного рода возмущениям: изменение нагрузки, генерации, состава оборудования, топологии сети и т.д. Поэтому для того чтобы обеспечить надежное функционирование электрической системы, необходимо точно определить пределы статической устойчивости. Статья посвящена исследованию моделей Парка – Горева 3 и 6-го порядка, дополненных автоматическим регулятором возбуждения. Рассматривается влияние параметров регулятора возбуждения и коэффициента демпфирования на устойчивость моделей, и выбираются модели для адекватной оценки колебательной неустойчивости электрической системы.

*Ключевые слова: колебательная неустойчивость, модель электрической системы.*

## Studing power system model for assessment of oscillatory instability

Viktor Davydov<sup>1</sup>, Petr Erokhin<sup>2</sup>, Maksim Prudov<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Open Join-Stock company System Operator of the United Power System branch – ODU of Siberia  
<sup>2</sup>Open Join-Stock company System Operator of the United Power System  
<sup>3</sup>East Siberia State University of Technology and Management  
<sup>1,3</sup>Ulan-Ude, <sup>2</sup>Yekaterinburg, Russia

The power system state is always under influence different disturbances: changes in generation, load, equipment, topology, etc. Therefore, it is important to accurately assess the steady-state stability reserves. In this paper 3<sup>rd</sup> order and 6<sup>th</sup> order Park's model with the automatic voltage regulator are studied. The influence of automatic voltage regulator parameters and damping coefficient on steady state stability are studied. The most suitable model for assessment of oscillatory stability limits is determined.

*Keywords: oscillatory instability, power system model.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Режим электрической системы подвержен различного рода возмущениям: изменение нагрузки, генерации, состава оборудования, топологии сети и т.д. Поэтому при анализе, планировании и управлении режимами электрической системы важно знать пределы статической устойчивости. При анализе устойчивости динамических систем различают апериодическую и колебательную неустойчивость. При анализе апериодической неустойчивости нашли применение упрощенные модели, такие как модель с шинами неограниченной мощности [1]. Анализ колебательной неустойчивости требует использования подробных моделей, учитывающих переходные процессы в синхронной машине, а также действие регулирующих устройств.

Одной из наиболее подробных моделей является модель Парка – Горева 6-го порядка. Эта модель учитывает переходные процессы в обмотке возбуждения и в трёх демпферных контурах (одном на продольной оси  $d$  и двух на поперечной оси  $q$ ). При добавлении к ней регулятора возбуждения каждой синхронной машине (СМ) соответствует система уравнений (6ПГ-модель) [2]:

$$\begin{cases} T_J \frac{d\Delta\omega}{dt} = M_m - E_d'' i_d - E_q'' i_q - (x_q'' - x_d'') i_d i_q; \\ \frac{d\delta}{dt} = \omega_0 (\omega - 1); \\ T_{d0}' \frac{dE_q'}{dt} = K_A (v_s - v) - (x_d - x_d') i_d - E_q'; \\ \begin{cases} T_{d0}'' \frac{dE_q''}{dt} = E_q' - (x_d' - x_d'') i_d - E_q''; \\ T_{q0}' \frac{dE_d'}{dt} = (x_q - x_q') i_q - E_d'; \\ T_q'' \frac{dE_d''}{dt} = E_d' + (x_q - x_q'') i_q - E_d''; \\ T_R \frac{dv}{dt} = (U_r - v). \end{cases} \end{cases} \quad (1)$$

Здесь  $\Delta\omega$  – скорость перемещения ротора относительно синхронно вращающейся оси;  $T_J$  – постоянная механической инерции СМ;  $M_m$  – механический момент;  $E_d''$ ,



$E_q'', T_{d0}'', T_{q0}'', x_d'', x_q''$  – сверхпереходные ЭДС, постоянные времена, сопротивления по оси  $d(q)$ ;  $i_d, i_q$  – ток по оси  $d(q)$ ;  $\delta$  – угол между ротором СМ и синхронно вращающейся осью;  $E_d', E_q', T_{d0}', T_{q0}', x_d', x_q'$  – переходные ЭДС, постоянные времена, сопротивления по оси  $d(q)$ ;  $x_d, x_q$  – синхронные сопротивления по оси  $q(d)$ ;  $v, v_3, T_R, K_A$  – управляющий сигнал, его заданное значение, постоянная времени и коэффициент усиления регулятора возбуждения;  $U_r$  – модуль напряжения на шинах генератора.

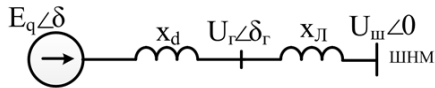


Рис. 1. Система генератор – шины неограниченной мощности (ШНМ)

Широкое распространение получила модель Парка – Горева 3-го порядка, в которой не учитываются переходные процессы в демпферных обмотках и исключаются из рассмотрения соответствующие уравнения. Для снижения погрешности расчетов в уравнение движения ротора СМ вводится момент, пропорциональный скольжению  $-K_D \Delta\omega$ . При добавлении уравнения регулятора возбуждения каждой СМ соответствует система уравнений (3ПГ-модель) [2]:

$$\begin{cases} T_J \frac{d\Delta\omega}{dt} = (M_m - (x_q - x_d') i_d i_q - E_q' i_q - K_D \Delta\omega); \\ \frac{d\delta}{dt} = \omega_0 (\omega - 1); \\ T_{d0}' \frac{dE_q'}{dt} = (K_A (v_3 - v) - (x_d - x_d') i_d - E_q'); \\ T_R \frac{dv}{dt} = (U_r - v), \end{cases} \quad (2)$$

где  $K_D$  – коэффициент демпфирования.

Целью статьи является исследование моделей Парка – Горева 6 и 3-го порядка, дополненных уравнениями регулятора возбуждения, и выбор моделей, которые больше подходят для адекватной оценки предельных по колебательной устойчивости режимов на примере системы генератор – шины неограниченной мощности (рис. 1):

- СМ – ТГВ-60:  $P_{ном} = 60$  МВт,  $\cos \varphi = 0,85$ ,  $f_{ном} = 50$  Гц,  $U_{ном} = 10,5$  кВ,  $x_d = x_q = 1,66$  о.е.,  $R_a = 0$  о.е.,  $x_d' = 0,21$  о.е.,  $x_q' = 0,5$  о.е.,  $x_d'' = 0,18$  о.е.,  $x_q'' = 0,2$  о.е.,  $x_\sigma = 0,12$ ,  $T_J = 12,37$  с,  $T_{d0}' = 6$  с,  $T_{q0}' = 8$  с,  $T_{d0}'' = 0,03$  с,  $T_{q0}'' = 0,05$  с;

- линия:  $R_\pi = 0$  о.е,  $X_\pi = 0,185 \dots 1,182$  о.е.

## II. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ

В данной работе исследовалось влияние параметров системы регулирования возбуждения на устойчивость представленных моделей. Для 3ПГ-модели также рассматривалось влияние коэффициента демпфирования на рассчитываемые 3ПГ-моделью предельные по статической устойчивости режимы. Фактическая величина коэффициента демпфирования 6ПГ-модели может быть рассчитана как мнимая часть эквивалентной передаточной функции  $H(p)$  системы уравнений (1), (2):  $d\Delta\omega/dt = H(p)\Delta\delta$  [2]. Его величина зависит от параметров системы, синхронной машины и её регулятора, а также параметров режима. На рис. 2 представлены зависимости коэффициента демпфирования 3ПГ-, 6ПГ-модели, а также разности между ними, которая отражает влияние демпферных обмоток на общее демпфирование системы для случая  $K_A = 200$ ,  $T_R = 0,02$  с,  $x_\pi/x_d = 0,247$ . Влияние демпферных обмоток проявляется в значительном улучшении демпфирования системы при малых углах  $\delta$  и ухудшении демпфирования системы при углах  $\delta > 57,8^\circ$ .

При проведении практических расчетов в 3ПГ-модели, как правило, используется одно значение коэффициента демпфирования для всех режимов [3]. Примем среднее положительное значение коэффициента демпфирования  $K_{D6ПГ} - K_{D3ПГ} = 3,5$  (точка А на рис. 2) и рассмотрим влияние параметров регулятора возбуждения на устойчивость моделей. На рис. 3 представлены зависимости предельного по статической устойчивости угла и мощности от сопротивления линии. Для их построения выполнялись расчеты множества установившихся режимов рассматриваемой системы для различных сопротивлений линии и параметров регулятора возбуждения. В каждом случае с помощью анализа собственных значений матрицы линеаризованных уравнений определялся предельный по статической колебательной устойчивости режим, характеризующийся  $\delta_{колеб}$ ,  $P_{колеб}$ . Сплошные линии соответствуют 6ПГ-модели, пунктирные – 3ПГ-модели.

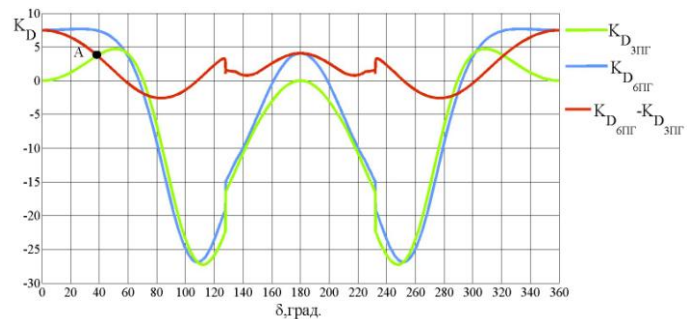


Рис. 2. Коэффициент демпфирования моделей

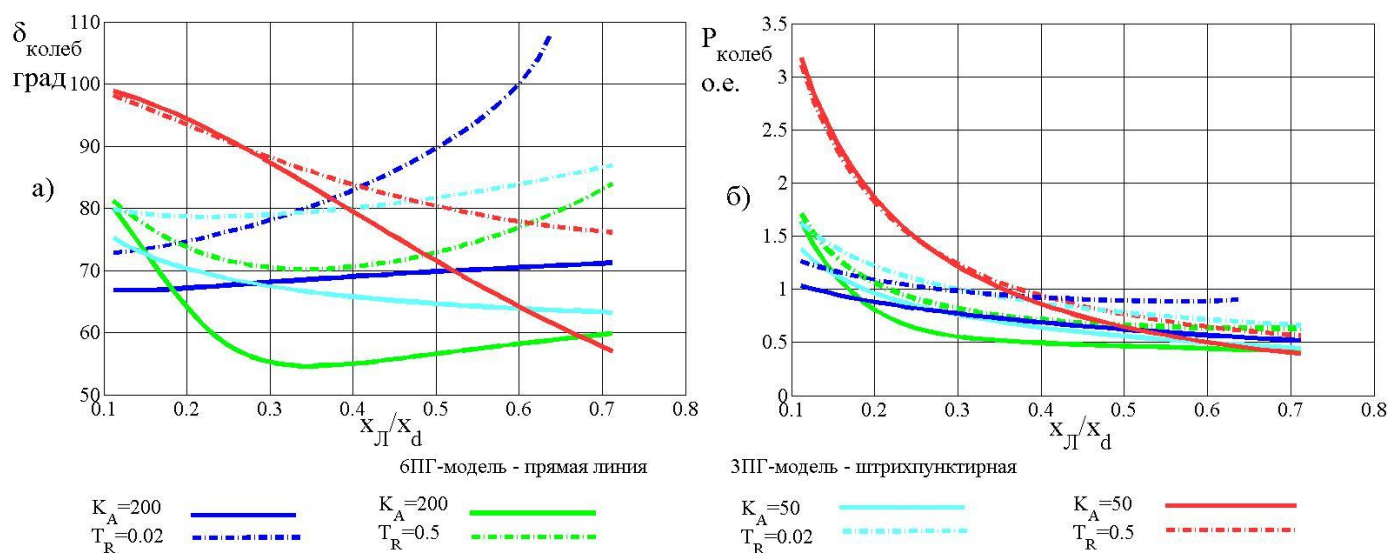


Рис. 3. Зависимость предельного угла и мощности от сопротивления линии ( $K_D = 3,5$ )

Во всех представленных случаях, за исключением  $K_A = 50$ ,  $T_R = 0,5$  с при малых отношениях  $x_n/x_d$ , предел по статической устойчивости 3ПГ-модели при  $K_D = 3,5$  выше предела 6ПГ-модели, в особенности при высоком сопротивлении линии. Интересно отметить, что при высоких сопротивлениях линии и при параметрах регулятора  $K_A = 200$ ,  $T_R = 0,02$  с колебательная неустойчивость не может быть определена с помощью упрощенной 3ПГ-модели (синяя линия прерывается при соотношении 0,637). При этом область колебательной неустойчивости присутствует в более подробной 6ПГ-модели.

Влияние параметров регулятора при малом сопротивлении линии ( $x_n/x_d = 0,2$ ) отражено в табл. 1. Увеличение коэффициента усиления регулятора возбуждения с 50 до 200 приводит к уменьшению предельного по статической устойчивости угла и мощности моделей. Увеличение постоянной времени регулятора с 0,02 до 0,5 с при  $K_A = 200$  приводит к снижению предела по статической устойчивости, а при  $K_A = 50$ , напротив, – к его повышению. По мере увеличения сопротивления линии влияние коэффициента усиления, а также постоянной времени для случая  $K_A = 50$  изменяется на противоположное. В табл. 2 представлены значения  $\delta_{\text{колеб}}$  и  $P_{\text{колеб}}$  моделей при соотношении  $x_n/x_d = 0,5$  для различных параметров регулятора возбуждения.

Представляет интерес поведение 3ПГ-модели с точным значением коэффициента демпфирования, а также при  $K_D = 0$ . На рис. 4, а, б представлены зависимости предельного по статической колебательной устойчивости угла и мощности 6ПГ-модели и 3ПГ-модели с  $K_D = 0$ , а на рис. 4 в, г – 3ПГ-модели с точным значением коэффициента демпфирования. Для построения зависимостей 3ПГ-модели на рис. 4 в, г для каждого режима выполнялся расчет фактического значения  $K_D = K_{D6ПГ} - K_{D3ПГ}$ , соответствующего демпферным обмоткам. Вычисленное значение подставлялось в систему уравнений (2).

В представленных случаях результаты моделей качественно совпадают – не наблюдается значительного роста

предельного угла при высоких сопротивлениях линии. Результаты 3ПГ-модели без коэффициента демпфирования для всех рассматриваемых параметров регулятора, кроме  $K_A = 50$ ,  $T_R = 0,5$  с, получаются ближе к результатам 6ПГ-модели, чем при  $K_D = 3,5$ . Вместе с тем, предел по статической устойчивости 3ПГ-модели без коэффициента демпфирования в большинстве случаев получается завышенным.

Результаты 3ПГ-модели с фактическим значением  $K_D$  гораздо ближе к результатам 6ПГ-модели, чем при коэффициенте демпфирования  $K_D = 3,5$  или  $K_D = 0$  для всех режимов. Однако даже при точном значении коэффициента демпфирования результаты моделей могут различаться. Рассмотрите, например, предельные режимы в точках А и В на рис. 4 при соотношении  $x_n/x_d = 0,217$ . Предельный по статической колебательной устойчивости угол 3ПГ-модели выше предельного угла 6ПГ-модели на  $4,2^\circ$ , а предельная мощность выше на 0,09 о.е.

Таблица I. ВЛИЯНИЕ ПАРАМЕТРОВ РЕГУЛЯТОРА ВОЗБУЖДЕНИЯ НА СТАТИЧЕСКУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ МОДЕЛЕЙ ( $x_n/x_d = 0,2$ )

	Предельный угол, град.				Предельная мощность, о.е.			
	$K_A = 50$		$K_A = 200$		$K_A = 50$		$K_A = 200$	
	3ПГ	6ПГ	3ПГ	6ПГ	3ПГ	6ПГ	3ПГ	6ПГ
$T_R = 0,02$ с	78,7	70,2	74,7	67,2	1,22	0,96	1,09	0,88
$T_R = 0,5$ с	93,3	94,2	73,6	63,8	1,80	1,84	1,05	0,80

Таблица II. ВЛИЯНИЕ ПАРАМЕТРОВ РЕГУЛЯТОРА ВОЗБУЖДЕНИЯ НА СТАТИЧЕСКУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ МОДЕЛЕЙ ( $x_n/x_d = 0,5$ )

	Предельный угол, град.				Предельная мощность, о.е.			
	$K_A = 50$		$K_A = 200$		$K_A = 50$		$K_A = 200$	
	3ПГ	6ПГ	3ПГ	6ПГ	3ПГ	6ПГ	3ПГ	6ПГ
$T_R = 0,02$ с	81,7	64,6	89,7	69,8	0,78	0,56	0,89	0,62
$T_R = 0,5$ с	80,3	71,4	72,9	56,6	0,76	0,64	0,66	0,47

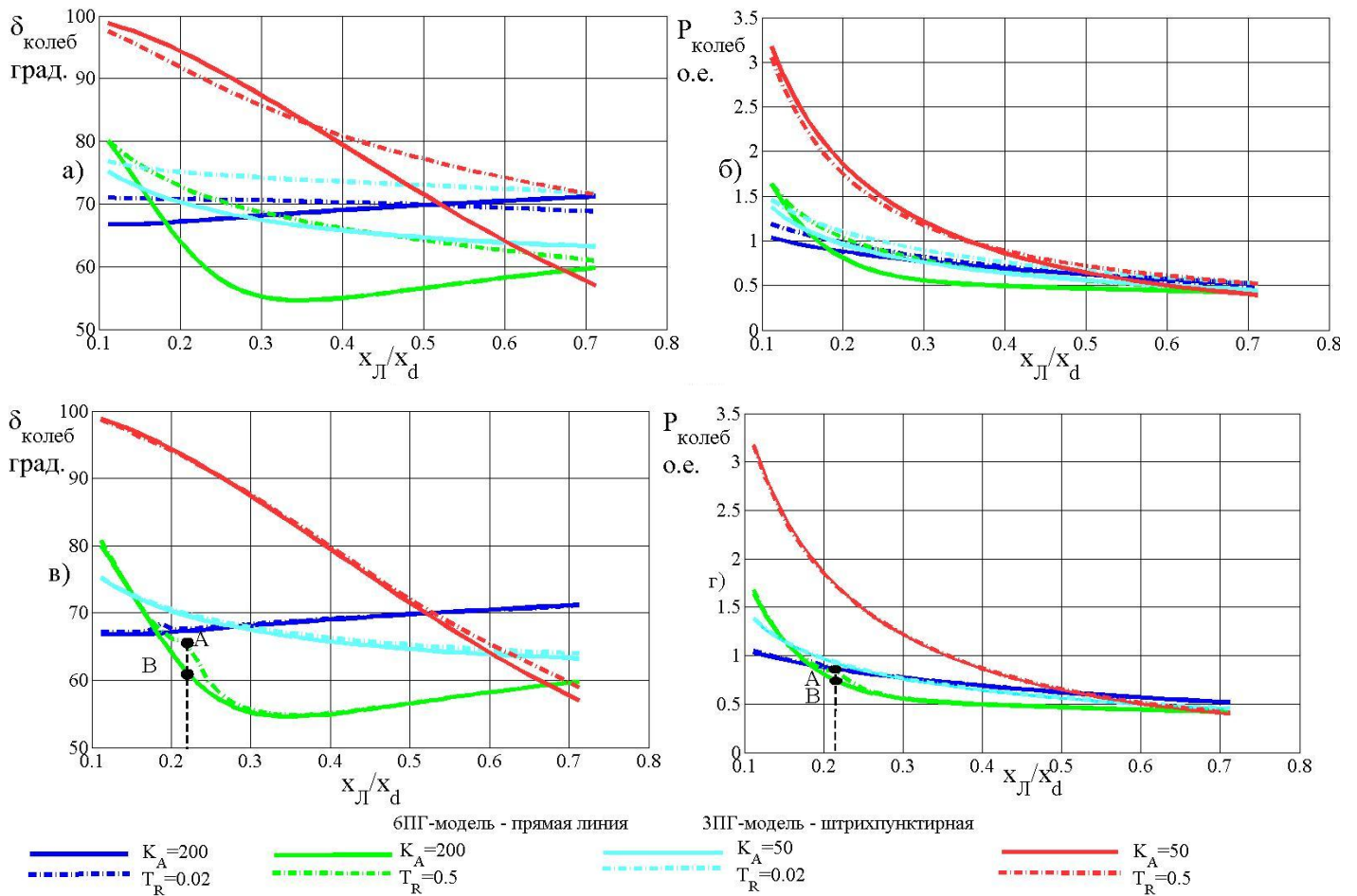


Рис. 4. Зависимость предельного угла и мощности от сопротивления линии: а, б –  $K_D = 0$ ; в, г – точное значение  $K_D$

Таким образом, предел по статической колебательной устойчивости 3ПГ-модели с приближенным значением коэффициента демпфирования получается завышенным по сравнению с более подробной 6ПГ-моделью. Предельный по статической устойчивости режим 3ПГ-модели с точным значением коэффициента демпфирования и при отсутствии коэффициента демпфирования в некоторых случаях также может быть значительно завышенным. В связи с этим 3ПГ-модель не подходит для оценки предельных по статической колебательной устойчивости режимов электрических систем.

### III. ВЫВОДЫ

В работе было исследовано влияние параметров регулятора возбуждения на устойчивость моделей Парка – Горева 6 и 3-го порядка. Результаты модели 3-го порядка в большой степени зависят от величины коэффициента демпфирования. Величина коэффициента демпфирования зависит от параметров системы, синхронных машин, их регуляторов. Точная величина коэффициента демпфирования, как правило, не известна. На практике используется приближенное значение коэффициента демпфирования.

Предел по статической колебательной устойчивости модели Парка – Горева 3-го порядка с приближенным значением коэффициента демпфирования для рассматриваемой системы получается завышенным по сравнению с более подробной моделью 6-го порядка. Предельный по статической устойчивости режим модели 3-го порядка с точным значением коэффициента демпфирования или без коэффициента демпфирования в некоторых случаях также может быть значительно завышенным. В связи с этим модель Парка – Горева 3-го-порядка не подходит для оценки предельных по статической колебательной устойчивости режимов электрических систем.

### Список литературы

- [1] Давыдов В.В., Ерохин П.М., Прудов М.А. Исследование предельных режимов моделей электрической системы // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды 6-й Междунар. науч.-техн. конф.: в 2 т. – Иваново: ИГЭУ, 2015. – Т. 1. – С. 187–192.
- [2] Pal M.K. Lecture notes on power system stability. – 378 p.
- [3] Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.

# Автоматика ограничения перегрузки оборудования с автоматическим изменением уставок в зависимости от температуры окружающего воздуха. Основные подходы и требования

Д.Н. Дадонов<sup>1</sup>, К.С. Абдыев<sup>1</sup>, В.В. Исупов<sup>2</sup>, Н.А. Кечина<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги, <sup>2</sup>ООО «ПРОСОФТ-Системы», <sup>3</sup>ФГБОУ ВО «СамГТУ»  
<sup>1,3</sup>Самара, <sup>2</sup>Екатеринбург, Россия

Автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО) предназначена для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки линий электропередачи и оборудования. В настоящее время широко применяется АОПО с сезонными (фиксированными) уставками – на летний и зимний периоды, что зачастую приводит к избыточным управляющим воздействиям (УВ) в ситуациях, характеризующихся температурой окружающего воздуха ниже температуры, для которой выбраны уставки АОПО по току. Разработка и внедрение АОПО с автоматическим изменением уставок в зависимости от температуры окружающего воздуха позволит исключить реализацию избыточных УВ.

*Ключевые слова: автоматика ограничения перегрузки оборудования, алгоритм, температура окружающего воздуха.*

## The automatic system of current overload limitation of power grid equipment with automatic change the settings depending on the temperature of ambient air. Key approaches and requirements

D. Dadonov<sup>1</sup>, K. Abdyev<sup>1</sup>, V. Isupov<sup>2</sup>, N. Kechina<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Branch of JSC «SO UPS» UDC of the Middle Volga, <sup>2</sup>«PROSOFT-Systems», <sup>3</sup>The University «SamSTU»  
<sup>1,3</sup>Samara, <sup>2</sup>Ekaterinburg, Russia

The automatic system of current overload limitation of power grid equipment (AOLE) is designed to prevent unacceptable magnitude and duration of the current load of power lines and power grid equipment. It is now AOLE is widely used with seasonal (fixed) settings - for the summer and winter. This often leads to the realization of redundant control actions (CA) in situations characterized by an ambient temperature below the temperature to which the selected current setting AOLE. The development and implementation of AOLE with automatic setting changes depending on the ambient temperature will prevent the realization of excess CA.

*Keywords: the automatic system of current overload limitation of power grid equipment, algorithm, the temperature of ambient air.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время повсеместно применяется АОПО с сезонными (фиксированными) уставками по току, при этом температура окружающего воздуха и, следовательно, допустимые токовые нагрузки элементов сети (ЛЭП, трансформаторов) внутри сезона («зима»/«лето») меняются в существенном диапазоне [1]. В связи с этим применение АОПО с сезонными уставками может приводить к:

- избыточным УВ в ситуациях, характеризующихся температурой окружающего воздуха ниже температуры, для которой выбраны уставки АОПО по току;
- возможному отсутствию необходимого противоаварийного управления в ситуациях, характеризующихся температурой окружающего воздуха выше температуры, для которой выбраны уставки АОПО по току.

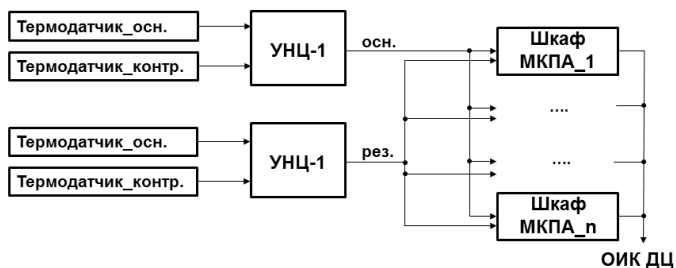
Особенно это заметно в периоды непосредственно перед сменой уставок – осенью (при переходе с летних уставок на зимние) и весной (с зимних уставок на летние).

Разработка и внедрение АОПО с автоматическим изменением уставок в зависимости от температуры окружающего воздуха (АОПО-Т) позволит исключить указанные недостатки стандартной АОПО с сезонными уставками.

В ОЭС Средней Волги проработка вопроса разработки и внедрения АОПО-Т ведется с 2010 года совместными усилиями сотрудников ОАО «СО ЕЭС» и ООО «ПРОСОФТ-Системы».

### II. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ АОПО-Т

Данная противоаварийная автоматика представляет собой программно-аппаратный комплекс, состоящий из двух устройств УНЦ-1 (устройство нормализации цифровое), двух пар термодатчиков и связки алгоритмов, работающих на базе шкафов МКПА (микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики). Структурная схема АОПО-Т приведена на рисунке.



Структурная схема АОПО-Т

В качестве термодатчиков используются четыре измерительных преобразователя типа ИПВТ-206 с выходом 4 – 20 мА. Аналоговые сигналы от термодатчиков поступают в устройства УНЦ-1, где происходит дискретизация аналогового сигнала и его усреднение. Для проверки достоверности замеров температуры один из датчиков является основным, а другой – контрольным, показания термодатчиков каждой пары сравниваются друг с другом с учетом допустимой величины расхождения (уставки «рассогласования»), составляющей 3 °С. При отсутствии превышения уставки «рассогласования» информация о температуре считается достоверной и используется в работе, иначе выдается сигнал о неисправности замера температуры.

Нормально все шкафы МКПА, установленные на энергообъекте, работают с одним устройством УНЦ-1, являющимся основным. Прием и передача данных между ними осуществляется в соответствии со стандартом МЭК 61850 по дублированным каналам сети Ethernet. Второе устройство УНЦ-1 находится в «горячем» резерве. В алгоритмах МКПА производится контроль достоверности поступающей информации о температуре окружающего воздуха от основного устройства УНЦ-1 – нахождение в пределах рабочего температурного диапазона (от –40 до +50 °С) и контроль качества цифрового сигнала.

При отказе одного из термодатчиков, превышении уставки «рассогласования», отказе основного устройства УНЦ-1, выходе текущих замеров температуры за пределы рабочего температурного диапазона или сбоя в передаче данных от основного устройства УНЦ-1 алгоритмом МКПА предусмотрено переключение с основного устройства УНЦ-1 на резервное. При необходимости перевод может быть выполнен оперативно.

В случае отказа работы двух УНЦ-1 или сбоя в работе локальной сети между УНЦ-1 и шкафами МКПА алгоритмом предусмотрено автоматическое сохранение («запоминание») последней действующей уставки по току для каждой из ступеней АОПО. Переход на стандартный алгоритм АОПО с сезонными уставками может быть осуществлен оперативно.

В алгоритме АОПО-Т предусмотрена возможность выбора принципа расчета уставки по току для промежуточных температур окружающего воздуха, не кратных 5:

- ступенчатого варианта (например, для перегрузки трансформаторов);

- варианта с применением метода линейной интерполяции.

Описанная АОПО-Т прошла испытания на тестовом стенде ООО «ПРОСОФТ-Системы» и в составе функций действующих шкафов МКПА Балаковской АЭС (Саратовская энергосистема).

### III. СОСТАВ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ПЕРЕДАВАЕМОЙ В ДИСПЕЧЕРСКИЙ ЦЕНТР, О РЕЖИМЕ РАБОТЫ АОПО-Т

Для контроля за работой АОПО-Т должна быть предусмотрена передача в оперативно-информационный комплекс диспетчерского центра следующей телеметрической информации:

- текущее значение температуры окружающего воздуха;
- выбранные уставки по току всех ступеней АОПО-Т;
- телесигнализация отказа каждого шкафа МКПА;
- телесигнализация неисправности системы измерения температуры при отказе основного и резервного устройств УНЦ-1;
- телесигнализация срабатывания каждой АОПО-Т;
- телесигнализация режима работы каждой АОПО-Т.

### IV. ТРЕБОВАНИЯ К РАЗМЕЩЕНИЮ ТЕРМОДАТЧИКОВ

Термодатчики должны быть размещены в будке Селянинова с обязательным учетом требований по ее размещению. Не допускается размещение термодатчиков на стенах и крышах здания и т.д., так как подобные решения приведут к недопустимым погрешностям замера температуры окружающего воздуха и возможной некорректной работе АОПО-Т.

### V. ВЫВОДЫ

Разработаны основные подходы по реализации АОПО-Т на базе шкафов МКПА производства ООО «ПРОСОФТ-Системы». Определены требования к алгоритму функционирования АОПО-Т, размещению термодатчиков, передаче необходимой телеметрической информации в диспетчерский центр.

Результаты работы могут быть применены при разработке и согласовании проектной документации по созданию (модернизации) АОПО.

### Список литературы

- [1] ГОСТ Р 55105-2012. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования.

# Разработка графиков ремонтов ЛЭП 110 кВ на основе анализа их работы

Н.Н. Денисова<sup>1</sup>, Ю.А. Шатова<sup>2</sup>, В.Я. Горячев<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Филиал АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ

<sup>2</sup>ФГБОУ ВО «Пензенский государственный университет»

Пенза, Россия

denisova@penza. odusv.so-ups.ru

В связи с тем, что планово-предупредительные ремонты направлены на предотвращение износных отказов оборудования, в настоящее время сложилась практика проведения ремонтов с периодичностью, не зависящей от сроков эксплуатации оборудования. Однако в зависимости от условий и срока эксплуатации оборудования степень износа является различной.

Проведен анализ технологических нарушений на ВЛ 110 кВ для одного из предприятий электрических сетей, использована соответствующая статистическая информация, методы математической статистики. Для работы с большими массивами данных и построения графических зависимостей использовались Microsoft Excel и Mathcad 15.

Проведен расчет статистических показателей надежности работы ВЛ 110 кВ: основных, дополнительных – и показателей проведения плановых ремонтов. Определены временные зависимости распределения отказов. Выявлены наиболее распространенные причины отказов, определена периодичность их появления.

На основе проведенного анализа даны рекомендации об изменении межремонтного периода капитальных ремонтов ВЛ 110 кВ. С учетом ограничений по одновременному выводу в ремонт ВЛ 110 кВ, числа бригад и рассчитанных межремонтных интервалов разработан график проведения капитальных ремонтов.

*Ключевые слова: анализ технологических нарушений, график ремонтов, показатели надежности, законы распределения отказов.*

## Development of repair schedule on 110 kV overhead lines founded on analyzing their operation

Natal'ya Denisova<sup>1</sup>, Yliya Shatova<sup>2</sup>, Vladimir Goryachev<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Branch of Joint-stock Company «System Operator of the United Power System» Regional dispatching office of Penza

<sup>2</sup>Penza state university

Penza, Russian Federation

denisova@penza. odusv.so-ups.ru

Due to the fact that the scheduled preventive maintenance aimed at preventing equipment failures, now established practice of conducting repairs with a periodicity that does not depend on the operating life of the equipment. However, depending on the condition and lifetime of the equipment, the degree of wear is different.

The analysis of technological violations on 110 kV overhead line for one of the electrical networks enterprise, to use appropriate statistical information, methods of mathematical statistics.

Been calculated statistical indicators of the reliability of the 110 kV overhead lines: basic, additional and indicators of scheduled maintenance. Determine the time dependence of the distribution of failures. Identified the most widespread causes of failures, defined the frequency of their appearance.

Based on the analysis made recommendations to change overhaul period of major repairs on 110 kV overhead lines. Subject to the limitations on simultaneous disabling of 110 kV overhead lines in repairs, the number of teams and the calculated reserve maintenance intervals designed schedule of major repairs.

*Keywords: analysis of technological failures, repair schedule, indicators of reliability, failure distribution laws.*

Периодические планово-предупредительные ремонты направлены на предотвращение износных отказов оборудования (отказов, связанных с износом оборудования). В

настоящее время сложилась практика проведения ремонтов с периодичностью, не зависящей от сроков эксплуатации оборудования.

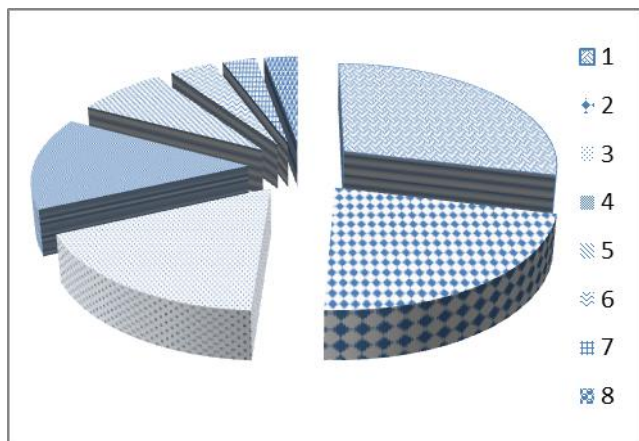


Как известно, к концу срока эксплуатации оборудования его параметр потока отказов увеличивается. Поэтому было бы целесообразно увеличить и частоту проведения ремонтов оборудования с большим сроком эксплуатации и, наоборот, сократить частоту проведения ремонтов для оборудования, чей срок эксплуатации составляет 3-5 лет, ограничившись только контролем его состояния.

Расчет и анализ показателей надежности любого объекта возможен либо по некоторым усредненным параметрам, либо с использованием статистической информации. При решении задач надежности предпочтение отдается именно статистическим методикам. Особенно важное значение приобретает статистическая информация при исследовании надежности объектов с особыми условиями эксплуатации, т.е. в случаях, когда использование усредненных параметров в расчетах привело бы к значительным искажениям результата.

Была обработана информация по аварийным отключениям воздушных линий электропередачи (ЛЭП) напряжением 110 кВ, входящих в зону эксплуатационной ответственности одного из производственных отделений Пензенской энергосистемы. Все анализируемые ЛЭП характеризуются приблизительно одинаковым сроком эксплуатации, который составляет 35-40 лет.

Аналізу подверглись аварийные отключения воздушных ЛЭП напряжением 110 кВ, произошедшие в период 2009 – 2013 гг. В ходе проведения анализа отключений были выявлены их причины и выделены отдельные группы отключений в зависимости от вызвавших их причин (рисунок).



Распределение общего числа аварийных отключений в зависимости от вызвавших их причин: 1 – причина не установлена – 42 (26,5 %); 2 – повреждение элементов ЛЭП – 37 (23,4 %); 3 – перекрытие деревьями – 28 (17,7 %); 4 – неблагоприятные погодные условия – 25 (15,8 %); 5 – гнездование птиц на ВЛ – 14 (8,8 %); 6 – пожар – 4 (2,5 %); 7 – негабарит автотранспорта – 4 (2,5 %); 8 – набросы посторонних предметов – 3 (1,8 %)

Рассмотрим динамику изменения общего количества отключений за анализируемый временной отрезок в интервале между капитальными ремонтами. Для ВЛ 110 кВ, согласно принятым нормам, межремонтный интервал составляет 5 лет. В данном производственном отделении межремонтный интервал составляет 6 лет.

Распределение числа отключений ЛЭП в рассматриваемом временном интервале отобрано в табл. 1.

Таблица 1. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЧИСЛА ОТКЛЮЧЕНИЙ ЛЭП

ВЛ	Количество межремонтных отключений после капитального ремонта (АПВ успешное/неуспешное)						Всего
	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	
ВЛ-1	–	–	2/–	–/1	–	–	2/1
ВЛ-2	–	5/1	6/1	1/1	8/–	2/–	22/3
ВЛ-3	–	3/1	–	4/–	4/–	4/–	15/1
ВЛ-4	2/–	–	–	–	1/–	3/2	6/2
ВЛ-5	1/–	2/–	1/–	–	–	3/–	7/–
ВЛ-6	1/–	3/–	2/–	–	1/–	1/5	8/5
ВЛ-7	8/–	2/–	–	1/–	2/–	6/–	19/–
ВЛ-8	4/–	3/–	–	–	2/–	–	9/–
ВЛ-9	–	–	1/–	–	2/–	–	3/–
ВЛ-10	1/–	–	–	–	–/1	–	1/1
ВЛ-11	–	–	3/–	3/1	1/1	2/–	9/2
ВЛ-12	–	2/–	1/1	1/1	3/–	2/–	9/2
ВЛ-13	–	2/–	1/–	2/–	1/–	2/–	8/–
ВЛ-14	–	3/–	–	2/–	–	–	5/–
ВЛ-15	1/–	–	1/1	–/3	2/1	–/1	4/6
ВЛ-16	3/–	–	1/–	–/1	–	2/1	6/2
Всего	21/–	25/2	19/3	14/8	27/3	27/9	133/25

Как следует из данных табл. 1, большая частота отказов ВЛ приходится на 1-2 год после проведения ремонтных работ. Этот период принято называть периодом приработки, во время него вновь введенные элементы имеют повышенную повреждаемость из-за дефектов изготовления и монтажа.

Период нормальной эксплуатации с постоянным числом отказов ВЛ приходится на 3-4 годы после капитального ремонта. Далее, на 5-6 годах наблюдается значительный рост количества отказов. Это может свидетельствовать о необходимости сокращения межремонтного периода.

Рассчитаем основные и дополнительные показатели надежности работы ВЛ 110 кВ.

Одним из основных показателей надежности является параметр потока отказов, который представляет собой плотность вероятности возникновения отказа восстанавливаемого объекта и рассчитывается по формуле:

$$\omega(x) = \frac{m}{n \cdot T}, \quad (1)$$

где  $m$  – количество отказов;  $n$  – количество элементов в наблюдаемой группе;  $T$  – число лет, в течение которых проводились наблюдения (табл. 2).

Таблица II. ПАРАМЕТРЫ ПОТОКА ОТКАЗОВ ДЛЯ ЛЭП

Наименование ЛЭП	Параметр потока отказов, 1/год
ВЛ-1	0,6
ВЛ-2	5
ВЛ-3	3,2
ВЛ-4	1,6
ВЛ-5	1,4

ВЛ-6	2,6
ВЛ-7	3,8
ВЛ-8	1,8
ВЛ-9	0,6
ВЛ-10	0,4
ВЛ-11	2,2
ВЛ-12	2,2
ВЛ-13	1,6
ВЛ-14	1
ВЛ-15	2
ВЛ-16	1,6

Рассчитаем также вероятность безотказной работы каждой ВЛ для всех отказов (табл. 3):

$$P = e^{-\omega t}. \quad (2)$$

Таблица III. ВЕРОЯТНОСТЬ БЕЗОТКАЗНОЙ РАБОТЫ ЗА КАЖДЫЙ ГОД ПОСЛЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА

ВЛ	Вероятность безотказной работы					
	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год
ВЛ-1	1	1	0,1353	0,3678	1	1
ВЛ-2	1	0,0024	0,0009	0,1353	0,0003	0,1353
ВЛ-3	1	0,0183	1	0,3678	0,0183	0,0183
ВЛ-4	0,1353	1	1	1	0,3678	0,0067
ВЛ-5	0,3678	0,1353	0,3678	1	1	0,0497
ВЛ-6	0,3678	0,0497	0,1353	0,3678	0,0024	1
ВЛ-7	0,0003	0,1353	1	0,3678	0,1353	0,0024
ВЛ-8	0,0183	0,0497	1	1	0,1353	1
ВЛ-9	1	1	0,3678	1	0,1353	1
ВЛ-10	0,3678	1	1	1	0,3678	1
ВЛ-11	1	1	0,0497	0,0183	0,1353	0,1353
ВЛ-12	1	0,1353	0,1353	0,1353	0,0497	0,1353
ВЛ-13	1	0,1353	0,3678	0,1353	0,3678	0,1353
ВЛ-14	1	0,0497	1	0,1353	1	1
ВЛ-15	0,3678	1	0,1353	0,0497	0,0497	0,3678
ВЛ-16	0,0497	1	0,3678	0,3678	1	0,0497
Среднее	0,6047	0,4819	0,5039	0,46551	0,3603	0,4397

Как видно, вероятность безотказной работы ВЛ в течение межремонтного периода принимает довольно малое значение. При учете всех отказов это наступает во время 5-го года между капитальными ремонтами, а в остальные периоды вероятность безотказной работы имеет практически постоянное значение, колеблющееся в небольших пределах.

Правительство РФ распоряжением № 1715-р от 13.11.2009 утвердило Энергетическую стратегию России на период до 2030 года, согласно которой поставлена задача повысить вероятность бездефицитной работы ЭЭС с  $P = 0,996$  до  $0,9997$  и приблизить этот показатель к зарубежным нормативам надежности. Проведенные расчеты показали, что современный уровень надежности ряда энергосистем России находится в диапазоне  $0,95 - 0,97$ , что ниже норматива  $0,996$ , поэтому переход на норматив надежности, предусмотренный Энергетической стратегией России, даже в отдаленной перспективе требует боль-

ших инвестиций в развитие и повышение надежности всех компонентов ЭЭС.

Постановлением Правительства РФ № 442 от 04.05.2012 установлена допустимая продолжительность перерыва в электроснабжении всех категорий потребителей в размере 72 ч/год. Это соответствует вероятности безотказной работы  $P = 0,9918$ .

В соответствии с решениями правительства РФ, для расчетов можно принять нормируемую вероятность безотказной работы ВЛ, равную  $0,9918$ .

Если сравнить это значение с рассчитанными средними значениями, можно заключить, что вероятность безотказной работы ВЛ 110 кВ при учете всех отказов не соответствует нормируемому показателю.

Дополнительным показателем надежности является наработка на отказ, которая представляет собой среднее время наработки или продолжительность работы элемента между отказами, ч:

$$T_n = 8760/\omega, \quad (3)$$

Для оценки надежности электроэнергетических систем кроме показателей надежности элементов необходимо знать показатели их плановых ремонтов – частоту плановых ремонтов и среднюю продолжительность планового ремонта.

Для рассматриваемых в ВЛ частота плановых ремонтов составляет  $\mu = 0,167$  1/год, а средняя продолжительность планового ремонта –  $T_n = 8$  ч.

Продолжительность межремонтного периода составляет 6 лет.

Рассчитаем плановый ремонтный простой по формуле

$$K_n = \mu T_n / 8760, \quad (4)$$

где  $\mu$  – частота плановых ремонтов;  $T_n$  – продолжительность плановых ремонтов:

$$K_n = 0,167 \cdot 8 / 8760 = 0,00015.$$

Рассчитаем необходимую частоту проведения ремонтных работ ВЛ-110 кВ, исходя из условия, что искомая продолжительность межремонтного периода  $T_{mp}$  должна быть меньше наработки на отказ:

$$T_{mp} < T_n. \quad (5)$$

Наработка на отказ каждой ВЛ рассчитана ранее и указана в табл. 4. Согласно этим результатам расчета, например, для ВЛ-1 она составляет 14600 ч или 1,66 года.

Таким образом, условие (5) не выполняется:  $6 > 1,66$  года. В данном случае межремонтный период должен быть сокращен до величины 1,4-1,6 года.

По средним значениям параметра потока отказов ВЛ 110 кВ может быть определен обобщенный межремонтный период при учете всех отказов:  $T_{mp} = 0,6$  года.



Таблица IV. ЧАСТОТА ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТОВ

Наименование ВЛ 110 кВ	Межремонтный период $T_{\text{мр}}$ при учете всех отказов
ВЛ-1	1,66
ВЛ-2	0,2
ВЛ-3	0,31
ВЛ-4	0,6
ВЛ-5	0,71
ВЛ-6	0,38
ВЛ-7	0,26
ВЛ-8	0,55
ВЛ-9	1,67
ВЛ-10	2,5
ВЛ-11	0,45
ВЛ-12	0,45
ВЛ-13	0,62
ВЛ-14	1
ВЛ-15	0,5
ВЛ-16	0,62

Можно сделать заключение о том, что принятый в настоящее время межремонтный период ВЛ 110 кВ не учитывает, во-первых, индивидуальных особенностей каждой ВЛ, сроков ее эксплуатации и фактического состояния, во-вторых, должен быть уменьшен в 2 раза и составлять не более 3 лет. Кроме того, для снижения вероятности возникновения неустойчивых отказов, которые также оказывают неблагоприятное влияние на работу электрических сетей и потребителей электроэнергии, не реже чем 2 раза в год необходимо проводить текущий осмотр или обслуживание ВЛ.

Анализируя значения показателей надежности, расчет которых произведен ранее, можно сделать вывод, что при

планировании капитальных ремонтов ВЛ 110 кВ необходимо учитывать частоту как устойчивых, так и не устойчивых отказов, их причины, срок эксплуатации и протяженность ВЛ.

В полученных результатах наблюдается уменьшение общей вероятности безотказной работы за каждый год после капитального ремонта, как при устойчивых, так и не устойчивых отказах линий электропередачи. Вероятность безотказной работы составляет: неустойчивые отказы – от 0,6047 до 0,4397, устойчивые отказы – от 0,8736 до 0,7871, что, в свою очередь, указывает как на снижение надежности работы производственного отделения, так и на надежность всей Пензенской энергосистемы.

В соответствии с полученными данными разработаны графики проведения капитальных ремонтов. При этом уменьшен межремонтный интервал для каждой линии индивидуально. Межремонтный интервал у линий электропередачи с устойчивыми отказами находится в пределах от 1 года до 5 лет, средний межремонтный интервал составляет 3 года.

Данную методику оценки надежности необходимо постоянно анализировать индивидуально для каждой линии электропередачи при планировании капитальных ремонтов. Повышая надежность работы одной линии, мы добиваемся устойчивой работы всей энергосистемы в целом.

#### Список литературы

- [1] Гук Ю.Б., Лосев Э.А., Мясников А.В. Оценка надежности электроустановок / Под ред. проф. Б.А. Константинова. – М.: Энергия, 1974. – 200 с.
- [2] Розанов М.Н. Надежность электроэнергетических систем. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 176 с.

# Выбор методов и средств снижения несимметрии напряжений в Восточной части ОЭС Сибири

В.В. Дикович, И.М. Кац, О.С. Стремиллова

ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»  
Томск, Россия  
katz@tpu.ru

В настоящее время актуальной и нерешенной проблемой в районах с протяженными транзитными линиями, питающими тяговых потребителей электроэнергии, является значительная несимметрия токов и напряжений в сети. Большую долю нагрузки в Восточной части ОЭС Сибири составляют тяговые подстанции, предназначенные для электроснабжения железнодорожного транспорта. Наличие несимметрии в питающей сети оказывает негативное влияние как на потребителей, так и на функционирование оборудования энергосистемы.

*Ключевые слова:* несимметрия напряжений, FACTS, устройства компенсации реактивной мощности, тяговые потребители электроэнергии, система управления.

## Selection of methods and tools of voltage unbalance reduction within the Eastern part of Siberian integrated power system

Vladimir Dikovich, Ilya Katz, Olga Stremilova  
National Research Tomsk Polytechnic University  
Tomsk, Russian Federation  
katz@tpu.ru

Nowadays significant voltage and current unbalance within a power system is a topical and unresolved issue for the regions with extended through lines supplying electrically propelled vehicles with electricity. The greatest share of the power in the Eastern part of IPS of Siberia falls on traction substations that are used for energy supply of railway transport. The existence of such unbalance within a power system has a negative impact both on power consumers and operational process of equipment within the energy system.

*Keywords:* voltage unbalance, FACTS, reactive-power compensation device, electrically propelled vehicles, management system.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Систему внешнего электроснабжения (СВЭ) западного участка Байкало-Амурской магистрали (см. рис. 1) образуют две воздушные линии 220 кВ [1].

Для регулирования уровней напряжений на ряде подстанций установлены средства компенсации реактивной мощности, которые в основном являются нерегулируемыми или осуществляют регулирование сразу в трех фазах.

Из-за разного потребления мощности по фазам наличие тяговой нагрузки приводит к появлению несимметрии напряжений и, как следствие, к появлению

составляющих обратной последовательности. Степень данной несимметрии определяется суммарной мощностью, потребляемой железнодорожным транспортом, которая, в свою очередь, зависит от особенностей ландшафта, количества поездов и их массы на различных участках Байкало-Амурской магистрали (БАМ). Наихудшим с точки зрения электрического режима случаем является случай скопления большого количества поездов на одном перегоне между подстанциями или движение поездов по горным участкам БАМ. В этих случаях наблюдается значительное снижение напряжения как во всей сети, так и в отдельных фазах, к которым подключены тяговые подстанции. Это оказывает влияние как на устойчивость работы тяговой нагрузки, так и на трехфазных

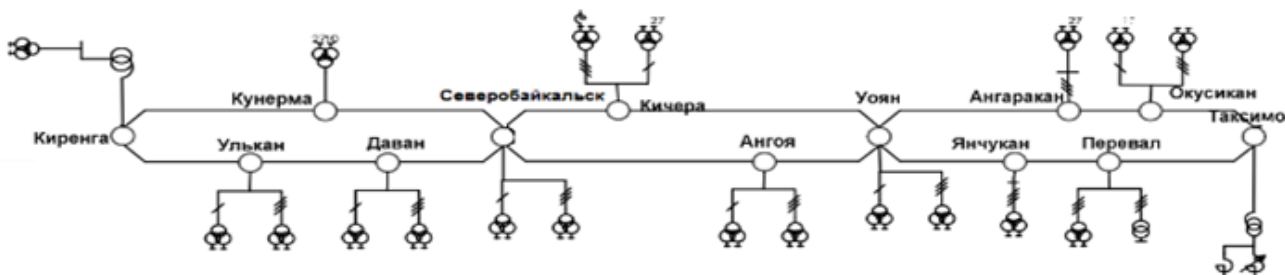


Рис. 1. Схема системы внешнего электроснабжения западного участка Байкало-Амурской магистрали

потребителей. Также наличие несимметрии в питающей сети оказывает негативное влияние на функционирование оборудования энергосистемы. Как показал анализ коэффициента несимметрии напряжения по обратной последовательности, приведенный в [1], степень несимметрии на значительной части восточного участка БАМ превышает нормально допустимые значения.

Снижение несимметрии напряжений СВЭ БАМ можно достичь несколькими способами:

- организовать график движения железнодорожного транспорта таким образом, чтобы выровнять загрузку по фазам на разных участках СВЭ;
- применить схемы симметрирования напряжения устройствами компенсации реактивной мощности, подключенными на стороне среднего (27,5 кВ) напряжения тяговых подстанций;
- установить пофазно регулируемые источники реактивной мощности в СВЭ.

Для проведения исследований в программном комплексе PSCAD был смоделирован в трехфазном исполнении участок 220 кВ Северобайкальского транзита БАМ. Модель состоит из линий 220 кВ. За базовый режим принят режим зимнего максимума.

Существующие подстанции тягового транзита учитывались в модели трансформаторами 220/27,5/10 кВ, на стороне 10 кВ которых подключена трехфазная симметричная нагрузка, а к стороне 27,5 кВ – тяговая нагрузка. В качестве единичной тяговой нагрузки была принята однофазная нагрузка мощностью 5 МВт, подключенная на переменное напряжение 1 кВ через понижающий трансформатор локомотива 27,5/1 кВ. Данная нагрузка соответствует нагрузке, создаваемой движением локомотива весом 3910 т [2]. Элементы контактной сети при моделировании нагрузки не учитывались.

## II. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ СНИЖЕНИЯ СТЕПЕНИ НЕСИММЕТРИИ ЗА СЧЕТ РАВНОМЕРНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЯГОВОЙ НАГРУЗКИ ПО ФАЗАМ СВЭ

На расчетной модели были проведены исследования зависимости степени несимметрии в СВЭ от распределения тяговых нагрузок на различных участках БАМ. На рис. 2 приведены результаты расчетов коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности  $k_{U2}$  при моделировании тяговых нагрузок на ПС Таксимо 5 МВт, на ПС Новый Уоян 10 МВт, на ПС Северобайкальск 15 МВт. Данная тяговая нагрузка соответствует движению разного количества локомотивов по участкам БАМ, подключенным к разным фазам СВЭ.

В данном случае наблюдается значительное нарушение требований к величине  $k_{U2}$  (2 % – нормально допустимое значение, 4% – предельно допустимое значение), начиная от ПС Кунерма в восточном направлении.

На рис. 3 показаны результаты моделирования тяговых нагрузок на ПС Таксимо 5 МВт, на ПС Новый Уоян 5 МВт, на ПС Северобайкальск 5 МВт, распределенных равномерно по фазам.

Как видно из рис. 3, в данном случае не нарушаются требования [3] и несимметрия напряжений не превышает допустимые пределы.

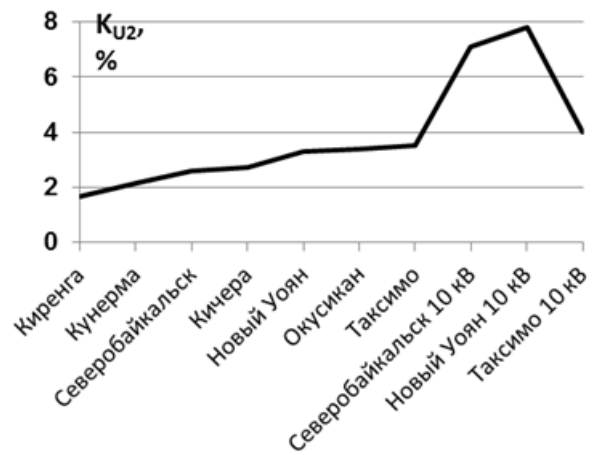


Рис. 2. Распределение коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности при увеличении тяговых нагрузок на разные фазы на ПС Таксимо ( $P_{AC} = 5$  МВт), на ПС Новый Уоян ( $P_{BC} = 10$  МВт), на ПС Северобайкальск ( $P_{AC} = 15$  МВт)

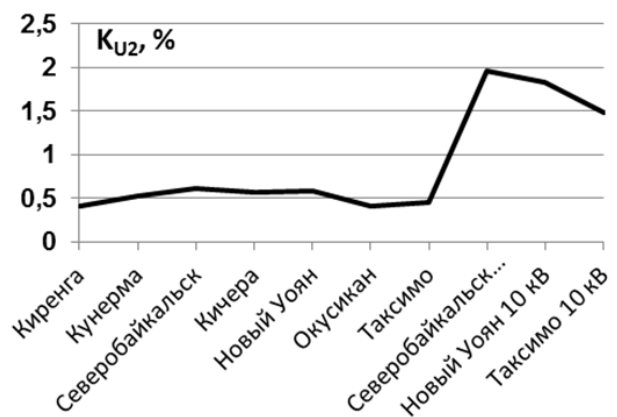


Рис. 3. Распределение коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности при увеличении тяговых нагрузок на разные фазы на ПС Таксимо ( $P_{AC} = 5$  МВт), на ПС Новый Уоян ( $P_{BC} = 5$  МВт), на ПС Северобайкальск ( $P_{AB} = 5$  МВт)

## III. ПРИМЕНЕНИЕ СХЕМЫ СИММЕТРИРОВАНИЯ

В качестве схемы симметрирования нагрузки была выбрана схема Штейнмеца (рис. 4). Схема основана на включении в фазы конденсатора и катушки индуктивности по схеме треугольника [4].

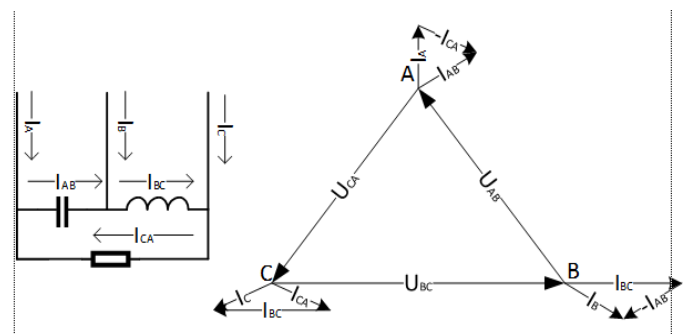


Рис. 4. Схема Штейнмеца, векторная диаграмма токов и напряжений

На рис. 5 приведены результаты моделирования использования схемы Штейнмеца. В данном опыте на ПС Таксимо была смоделирована тяговая нагрузка 5 МВт, параллельно которой по схеме Штейнмеца были подключены емкость и индуктивность.

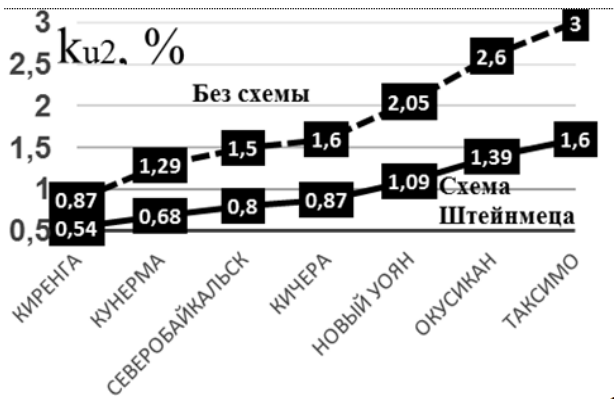


Рис. 5. Распределение коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности на стороне 220 кВ

Из рис. 5 видно, что схема Штейнмеца позволяет снизить коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности в 2 раза, что позволяет использовать данные устройства в качестве локальных устройств для снижения степени несимметрии тяговых нагрузок.

#### IV. ПРИМЕНЕНИЕ СТАТИЧЕСКОГО КОМПЕНСАТОРА РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Для нормализации качества и симметрирования напряжения в данной работе проводилась оценка эффективности использования устройства СТАТКОМ с алгоритмом компенсации небаланса в сети. Регулятор компенсации токов небаланса представлен на рис. 6 и состоит из двух контуров управления, по одному для прямой и обратной последовательностей [5].

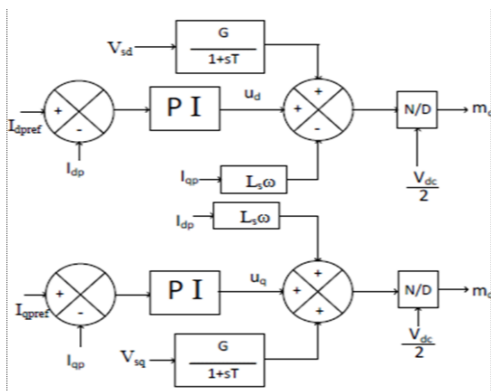


Рис. 6. Алгоритм компенсации токов

Структурная схема системы управления данным устройством приведена на рис. 7. В качестве входных сигналов используются токи нагрузок ( $I_{нагрузки}$ ) и токи, вырабатываемые СТАТКОМом ( $I_{СТАТКОМ}$ ), а также напряжение на конденсаторе ( $V_{dc}$  и  $V_{dcref}$ ). Из входных сигналов выделяются составляющие прямой и обратной последовательности. Затем сигналы раскладываются на  $dq$ -составляющие и сравниваются. Ошибка сравнения токов нагрузки и компенсатора подается на блок обратного преобразования и преобразуется в сигнал синусоидальной формы. После этого сигнал подается на блок широтно-импульсной мо-

дуляции, который вырабатывает сигналы управления ключами для формирования необходимого тока обратной последовательности, компенсирующего небаланс в энергосистеме.

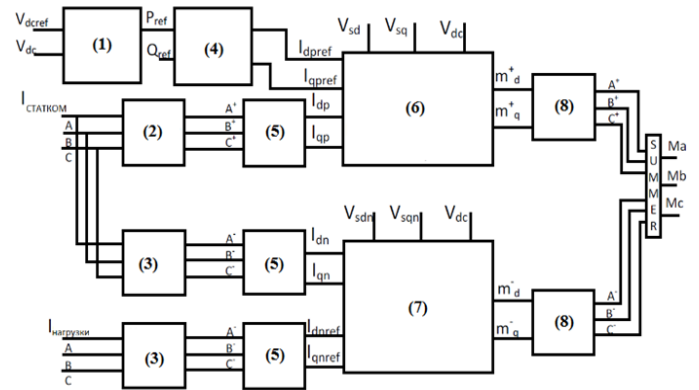


Рис. 7. Блок-диаграмма алгоритма компенсации нагрузки: 1 – регулятор напряжения на конденсаторе; 2 – выделение прямой последовательности; 3 – выделение обратной последовательности; 4 – подсчет уставок; 5 – преобразование из ABC в  $dq$ ; 6 – компенсация токов прямой последовательности; 7 – компенсация токов обратной последовательности; 8 – преобразование из  $dq$  в ABC ( $I_{dpref}$  и  $I_{qpref}$  – заданные уставки токов  $dq$ -составляющих;  $I_{dp}$ ,  $I_{qp}$  –  $dq$ -составляющие тока прямой последовательности СТАТКОМа;  $I_{dn}$ ,  $I_{qn}$  –  $dq$ -составляющие тока обратной последовательности СТАТКОМа;  $I_{dnref}$ ,  $I_{qnref}$  –  $dq$ -составляющие тока обратной последовательности нагрузки;  $V_{sd}$ ,  $V_{sq}$  –  $dq$ -составляющие напряжения прямой

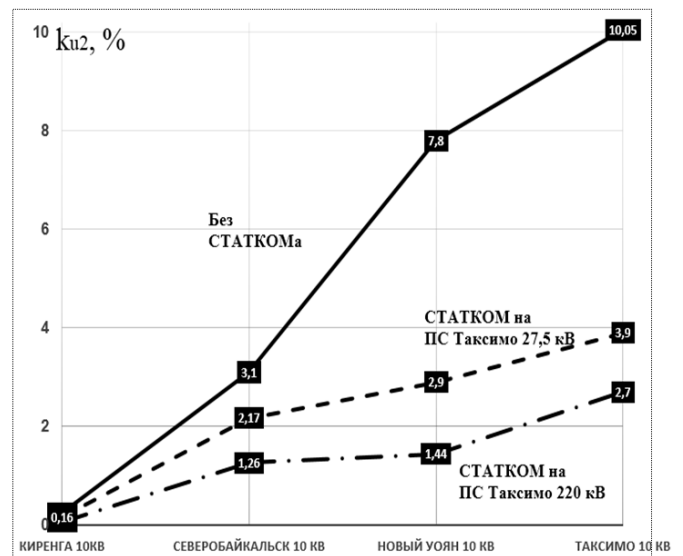


Рис. 8. Распределение  $k_{U2}$  на стороне 10 кВ при применении устройства СТАТКОМ на стороне 220 кВ и 27,5 кВ с тяговой нагрузкой на ПС Таксимо и на ПС Северобайкальск

На рис. 8 приведены изменения  $k_{U2}$  у потребителей на стороне 10 кВ при применении устройства СТАТКОМ на стороне 220 кВ и 27,5 кВ с тяговой нагрузкой в объеме 10 МВт на ПС Таксимо и 10 МВт на ПС Северобайкальск. Из рис. 8 видно, что статический синхронный компенсатор обладает свойством симметрирования и его эффект проявляется сильнее при установке на стороне высшего напряжения системы.

## V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были исследованы режимы работы тягового транзита западного участка БАМ при текущем уровне потребления электрической энергии железнодорожным транспортом.

На сегодняшний день тяговые потребители оказывают негативное влияние на показатели качества электрической энергии в данном районе. Также существует тенденция к увеличению грузоперевозок по БАМу в несколько раз к 2030 году [6], что приведет к значительному ухудшению текущей ситуации. Поэтому необходимо предусмотреть методы и средства, с помощью которых будет осуществляться возможность соблюдения требуемых показателей качества электрической энергии.

Проведенные в данной работе исследования показали следующее. Благодаря равномерному распределению нагрузки по фазам можно удерживать показатели качества в допустимых пределах. Данный метод сложно осуществить, так как степень потребления мощности на различных участках БАМ определяется технологическими процессами осуществления железнодорожных перевозок.

Применение схемы симметрирования гарантированно окажет соблюдение показателей качества электрической энергии, но эффект от схемы носит локальный характер, а, так как нагрузка перемещается в пространстве, необходимо устанавливать данную схему на каждой подстанции. Также следует учесть, что тяговые нагрузки носят резко переменный характер, и для практического использования данного способа симметрирования необходимо предусмотреть тиристорные устройства регулирования величины вырабатываемой реактивной мощности емкостью

и потребляемой реактивной мощности индуктивностью и систему управления ими.

Наиболее эффективным является вариант установки СТАТКОМ на ПС Таксимо на стороне 220 кВ. Работа по заданному алгоритму симметрирования, устройство оказывает общесистемный эффект в широких пределах, однако данный вариант является наиболее дорогостоящим из рассмотренных выше, поэтому вопрос выбора средств симметрирования сегодня заключается в сопоставлении стоимости устройств и эффективности методов.

### Список литературы

- [1] Анохин Б.А., Красильникова Т.Г. Определение параметров симметрирующего устройства для устранения несимметрии напряжений в протяженной сети, питающей несимметричную нагрузку // Сборник научных трудов НГТУ. – 2012. – № 4(70). – 145-32.
- [2] Буянова Д.В., Ворсина Н.С. Совершенствование управления парком локомотивов восточного полигона / Сборник трудов Межвузовской итоговой конференции студентов. – Иркутск: ИрГУПС, 2012. – Ч. 1. – С. 42–46.
- [3] ГОСТ 32144 – 2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М., 2014. – 20 с.
- [4] Савиных В.В. Повышение качества электрической энергии в распределительных сетях до 1000 В на основе метода преобразования координат симметричных и ортогональных составляющих: автореф. дис. ... д-ра техн. наук / Южно-Российский гос. техн. ун-т. – Новочеркасск, 2013. – 42 с.
- [5] Gupta, Shubham. Comprehensive STATCOM control for distribution and transmission system applications // Electronic Thesis and Dissertation Repository. – 2014.
- [6] Стратегия развития железнодорожного транспорта в РФ до 2030 года. Утверждена Распоряжением Правительства РФ от 17 июня 2008 г., № 877-р.

# Применение источника реактивной мощности для снижения расхода топлива многоагрегатных дизельных электростанций в изолированных электрических системах

А.А. Ермошина, Е.А. Кротков  
ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»  
Самара, Российская Федерация  
ermoshina.a.a@mail.ru

Пятая часть территории Российской Федерации – республика Саха (Якутия) и Арктическая зона Российской Федерации – не входит в зону обслуживания централизованной энергетики. Основными проблемами энергоснабжения изолированных электрических систем является многозвенная схема доставки топлива для дизельных электростанций (ДЭС), приводящая к высокой цене топлива. Анализ суточных графиков активной и реактивной нагрузки энергоузлов изолированных электрических систем (далее ЭС) свидетельствует о низких значениях коэффициента мощности потребителей. Увеличение реактивной нагрузки обусловлено участием потребителей электроэнергии в компенсации реактивной мощности. В сложившейся ситуации синхронные генераторы ДЭС являются единственным средством регулирования реактивной мощности в изолированных ЭС. Включение источника реактивной мощности на шины ДЭС позволит разгрузить синхронные генераторы от части вырабатываемой реактивной мощности, а за счет действия АРВ синхронного генератора – компенсировать переменную часть графика реактивной мощности. При этом снижаются токи ротора и статора генераторов, появляется возможность уменьшения числа работающих генераторов многоагрегатной ДЭС при заданной выработке активной мощности, что приведет к снижению расхода топлива. Применение источника реактивной мощности на шинах ДЭС является экономически целесообразным мероприятием, позволяющим решить часть проблем локальных энергосистем и имеющим срок окупаемости затрат около года.

*Ключевые слова:* дизельные электростанции, локальные энергосистемы, компенсация реактивной мощности, расход топлива.

## Application of a source of jet capacity for decrease in fuel consumption of multimodular diesel power plants in the isolated electric systems

Aleksandra Ermoshina, Evgeniy Krotkov  
Samara State Technical University  
Samara, Russian Federation  
ermoshina.a.a@mail.ru

The fifth part of the Russian Federation territory is the Republic of Sakha (Yakutia) and Arctic zone of the Russian Federation isn't included into centralized power generating industry service zone. The main problems of power distribution of isolated electric systems is the ladder format fuel delivery for diesel engine power plants (DPP) causing the high fuel price. The analysis of daily active and reactive load center demand diagrams of isolated electric systems (ES) testifies to low values of power factor for consumers. The increase of the reactive load is caused by nonparticipation of electric power consumers at reactive power compensation. In this situation the DPP synchronous generators are the only means for regulation of the reactive power in isolated ES. Inclusion the reactive power source on DPP bus lead will allow unloading synchronous generators from developed reactive power part and due to action of AEC synchronous generator to compensate variable part of reactive power diagram. Thus rotor and stator currents of generators decrease, possibility of reduction the number of working multimodular DPP generators at the set development of active power appears that will lead to decrease the fuel consumer. The application of a reactive power on bus leads DPP is an economically expedient action which allows solving part of local electric energy systems problems and having a payback expenses period about a year.

*Keywords:* diesel engine power plants, local electric energy systems, power factor correction, the fuel consumer.

Отличительной особенностью электрической системы республики Саха (Якутия) и Арктической зоны Российской Федерации является её неразвитость и изолированный режим работы энергоузлов [1].

Основу нагрузки таких энергосистем составляют единичные потребители, такие как население рабочих поселков и единичные промышленные предприятия. Наличие

последних является причиной высокого коэффициента неравномерности суточных графиков активной нагрузки.

Существенную роль в энергоснабжении изолированных энергосистем имеют дизельные электростанции (ДЭС). Их широкое распространение связано с относительной простотой транспортировки и технического обслуживания, а также с невысокими удельными капиталозатратами.



вложениями. В то же время эксплуатация ДЭС сопряжена с необходимостью постоянной доставки дизельного топлива и его сезонного хранения, а также с необходимостью работы в непостоянных режимах следования за нагрузкой потребителей, что увеличивает расход топлива и способствует ускоренной выработке технического ресурса электростанции [2].

В условиях экстремальных климатических условий Арктики процедура северного завоза топлива является технически сложной и затратной операцией, при реализации которой доля транспортной составляющей в стоимости топлива может достигать 70 % [1].

Общее количество дизельных электростанций (далее ДЭС), установленных в регионах Дальнего Востока и Арктической зоны Российской Федерации, составляет 203 единицы, потребляющие топлива на сумму около 4,3 млрд рублей в год. Снижение расхода топлива на ДЭС является актуальной задачей и будет оставаться ею в ближайшее десятилетие ввиду отсутствия реальных, готовых к внедрению энергетических альтернатив [2].

В качестве электростанций в изолированных электрических системах используются группы параллельно работающих дизельных электрогенераторов (ДЭГ) с установленной единичной активной мощностью 60 – 250 кВт и номинальным напряжением 0,4 кВ [1].

ДЭС состоят из блок-модулей, в которых расположены дизель-генераторы, пункт автоматизированной системы управления технологическим процессом с закрытым распредустройством 0,4 кВ, сетевая насосная, ремонтная мастерская и помещение топливомаслоподготовки. Потребителями ДЭС являются рабочие посёлки населением от 200 до 1500 человек, а также небольшие промышленные предприятия со средневзвешенным коэффициентом мощности в пределах 0,7 – 0,75.

Покрытие реактивной мощности потребителей с низким коэффициентом мощности требует увеличения токов возбуждения синхронных генераторов, что может привести к увеличению расхода топлива и числа работающих ДЭГ [3].

В качестве одного из возможных технических решений, направленных на снижение вырабатываемой синхронными генераторами реактивной мощности, может быть предложено применение на ДЭС источников реактивной мощности (ИРМ) [4].

В настоящее время в качестве ИРМ применяются конденсаторные установки компенсации реактивной мощности (УКРМ), которые обладают преимуществами перед другими устройствами. Это малые потери активной мощности, отсутствие вращающихся частей, невысокая стоимость и затраты при эксплуатации, отсутствие шума во время работы.

Наличие в изолированной электрической системе с синхронным генератором ИРМ делает технически возможным использовать их мощность не только для компенсации индуктивной нагрузки, но и для управления напряжением электростанции. Информацию от датчика напряжения (ДН) генератора целесообразно использовать как для изменения тока возбуждения СГ, так и для управления регулятором реактивной мощности (РРМ) – рис. 1.



Рис. 1. Функциональная схема автономной электроэнергетической установки с компенсацией реактивной мощности: СГ – синхронный генератор; Д – двигатель; ВГ – возбуждатель генератора; УКРМ – установка компенсации реактивной мощности; РН – регулятор напряжения; РРМ – регулятор реактивной мощности; ДН – датчик напряжения; ДРМ – датчик реактивной мощности

Для оценки снижения расхода дизельного топлива рассмотрена ДЭС (рис. 2), состоящая из четырёх ДЭГ марки Caterpillar GEP-150, технические характеристики которого приведены в табл. I.

Таблица I. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ДЭГ CAT GEP-150

Тип	P, кВт	cosφ	U <sub>ном</sub> , кВ	Расход топлива при загрузке, л/ч			Частота вращения, 1/мин
				100%	75%	50%	
Caterpillar GEP-150	108	0,8	0,4	31,2	23,4	15,6	1500

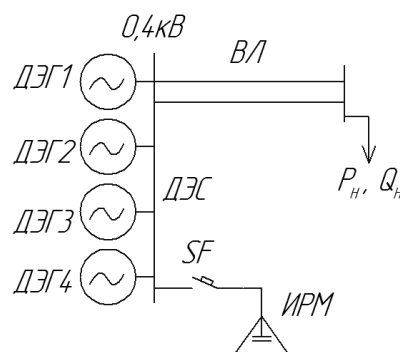


Рис. 2. Принципиальная электрическая схема подключения ИРМ на шину ДЭС

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации дизельных электростанций», режимы работы ДЭС должны планироваться [3]. Долгосрочное планирование их режима должно осуществляться для характерных периодов года и предусматривать составление годовых, квартальных, месячных балансов энергии и баланса мощности на час максимума нагрузок.

В качестве примера на рис. 3 представлены суточный график активной и реактивной нагрузки зимнего максимума потребителей пос. Чокурдах Аллаиховского улуса Республики Саха.

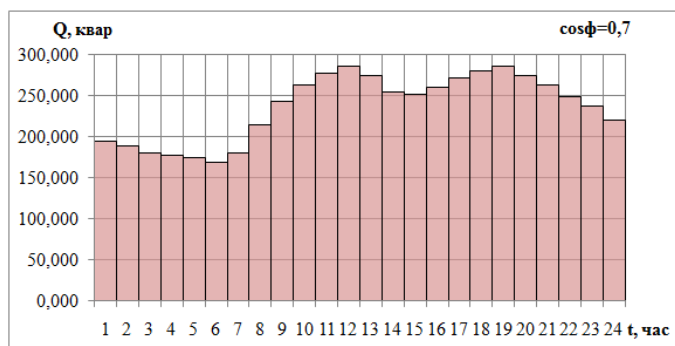
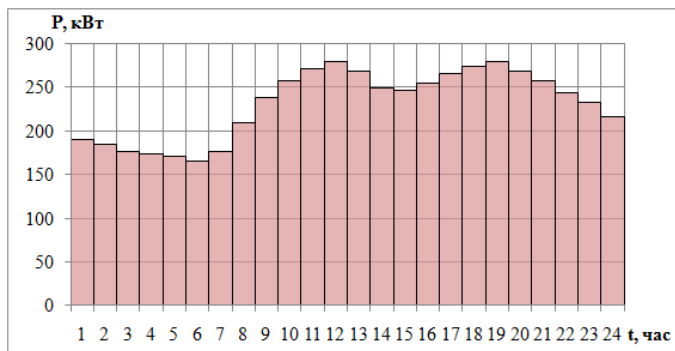


Рис. 3. Суточный график активной и реактивной нагрузки зимнего максимума потребителей пос. Чокурдах

Вышеприведённые графики суточного потребления мощности, характеризующие изолированную энергосистему, имеют сильно выраженный неравномерный характер. Поэтому выходы на различные мощностные режимы в соответствии с графиком нагрузки, связанные с необходимостью участия генерирующих установок в суточном маневрировании, сопровождаются ростом удельного расхода топлива. Для ДЭС при уменьшении мощности наблюдается сначала незначительное, а при снижении мощности более чем на 40 % – резкое увеличение удельного расхода топлива [4].

Применение ИРМ в многоагрегатной ДЭС возможно по двум принципиальным сценариям. Первый заключается в постоянном режиме работы ИРМ в течение суток, что обеспечивает уменьшение удельного расхода топлива и высвобождение части генерирующей мощности. Второй сценарий состоит в применении ИРМ в пиковые часы суточного графика электрической нагрузки, что позволит отключить один из агрегатов ДЭС и увеличит срок между сервисными и ремонтными интервалами за счет снижения темпов выработки моторесурса.

Распределение нагрузок и расход топлива при работе ДЭС по графику, показанному на рис. 2, представлены в табл. II.

График реактивной нагрузки ДЭС с включенным ИРМ мощностью 240 квар в период с 10 до 21 ч показан на рис. 4.

Распределение активной и реактивной нагрузки между агрегатами и расход топлива ДЭС в таком режиме представлены в табл. III. В этом режиме появляется возможность отключения одного из агрегатов ДЭС.

Таблица II. СУТОЧНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТОПЛИВА В ЗИМНИЙ ПЕРИОД БЕЗ ИРМ

Час	$P$ , кВт	$Q$ , квар	$S$ , кВА	Доступная $S$ , кВА	Число ДЭГ в работе	Расход топлива, л/ч
1	190,4	194,247	272	540	3	62,86
2	184,8	188,534	264	540	3	61,01
3	176,4	179,964	252	540	3	58,24
4	173,6	177,107	248	540	3	57,32
5	170,8	174,251	244	540	3	56,39
6	165,2	168,538	236	540	3	54,54
7	176,4	179,964	252	540	3	58,24
8	210	214,243	300	540	3	69,33
9	238	242,808	340	540	4	78,58
10	257,6	262,804	368	540	4	85,05
11	271,6	277,087	388	540	4	89,67
12	280	285,657	400	540	4	92,44
13	268,8	274,231	384	540	4	88,75
14	249,2	254,235	356	540	4	82,28
15	246,4	251,378	352	540	4	81,35
16	254,8	259,948	364	540	4	84,12
17	266	271,374	380	540	4	87,82
18	274,4	279,944	392	540	4	90,60
19	280	285,657	400	540	4	92,44
20	268,8	274,231	384	540	4	88,75
21	257,6	262,804	368	540	4	85,05
22	243,6	248,522	348	540	3	80,43
23	232,4	237,095	332	540	3	76,73
24	215,6	219,956	308	540	3	71,18
Суточное потребление топлива, л					1833,17	

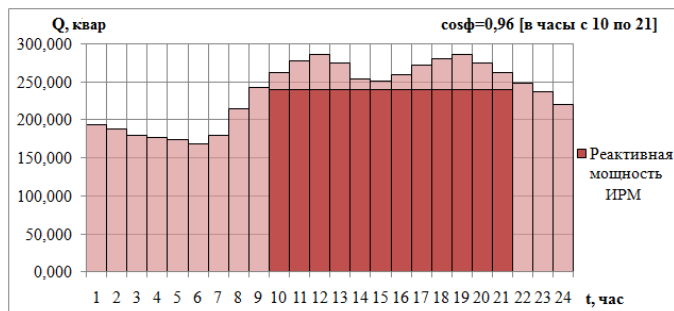


Рис. 4. Типовой зимний суточный график реактивной нагрузки ДЭС с включенным ИРМ в часы пиковых нагрузок мощностью 240 квар

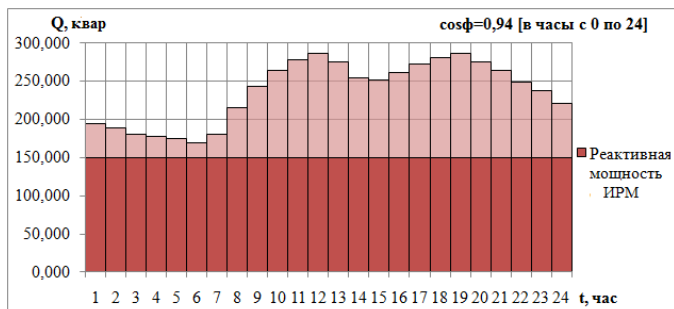


Рис. 5. Типовой зимний суточный график реактивной нагрузки ДЭС с постоянно включенным ИРМ мощностью 150 квар



Таблица III. Суточное потребление топлива в зимний период с включенным ИРМ в часы пиковых нагрузок

Час	P, кВт	Q, квар	S, кВт А	Доступная S, кВА	Число ДЭГ в работе	Расход топлива, л/ч
1	190,4	194,24	272	540	3	62,86
2	184,8	188,53	264	540	3	61,01
3	176,4	179,9639	252	540	3	58,24
4	173,6	177,1073	248	540	3	57,32
5	170,8	174,2508	244	540	3	56,39
6	165,2	168,5376	236	540	3	54,54
7	176,4	179,9639	252	540	3	58,24
8	210	214,2428	300	540	3	69,33
9	238	242,81	340	540	4	78,58
10	257,6	22,80	258	540	3	59,77
11	271,6	37,09	274	540	3	63,35
12	280	45,66	283	540	3	65,57
13	268,8	34,23	270	540	3	62,62
14	249,2	14,23	249	540	3	57,69
15	246,4	11,38	246	540	3	57,01
16	254,8	19,95	255	540	3	59,07
17	266	31,37	267	540	3	61,90
18	274,4	39,94	277	540	3	64,09
19	280	45,66	283	540	3	65,57
20	268,8	34,23	270	540	3	62,62
21	257,6	22,80	258	540	3	59,77
22	243,6	248,52	348	540	3	80,43
23	232,4	237,10	332	540	3	76,73
24	215,6	219,9559	308	540	3	71,18
Суточное потребление топлива, л					1523,86	

График реактивной нагрузки ДЭС с постоянно включенным ИРМ мощностью 150 квар показан на рис. 5. В табл. IV представлены расходные характеристики и распределение нагрузок между агрегатами ДЭС при постоянно включенном ИРМ.

Анализ результатов расчетов показал, что снижение расхода дизельного топлива в сутки для режима с включением ИРМ в часы максимальных нагрузок составляет 309,3 л, для режима с постоянно включенным ИРМ – 465,6 л. Экономия затрат на закупку дизельного топлива в год при работе ДЭС с постоянно включенным ИРМ составит 4 млн руб., при включении ИРМ в часы максимальных нагрузок – 2,7 млн руб.

Применение ИРМ на многоагрегатной ДЭС является экономически эффективным техническим мероприятием, повышающим энергоэффективность изолированных элект-

Таблица IV. Суточное потребление топлива в зимний период с постоянно включенным ИРМ

Час	P, кВт	Q, квар	S, кВА	Доступная S, кВА	Число ДЭГ в работе	Расход топлива, л/ч
1	190,4	44,247	195,4	540	2	62,86
2	184,8	38,534	188,6	540	2	61,01
3	176,4	29,964	178,9	540	2	58,24
4	173,6	27,107	175,7	540	2	57,32
5	170,8	24,251	172,5	540	2	56,39
6	165,2	18,538	166,2	540	2	54,54
7	176,4	29,964	178,9	540	2	58,24
8	210	64,243	219,6	540	3	69,33
9	238	92,808	255,4	540	3	78,58
10	257,6	112,804	281,2	540	3	85,05
11	271,6	127,087	299,8	540	3	89,67
12	280	135,657	311,1	540	3	92,44
13	268,8	124,231	296,1	540	3	88,75
14	249,2	104,235	270,1	540	3	82,28
15	246,4	101,378	266,4	540	3	81,35
16	254,8	109,948	277,5	540	3	84,12
17	266	121,374	292,3	540	3	87,82
18	274,4	129,944	303,6	540	3	90,60
19	280	135,657	311,1	540	3	92,44
20	268,8	124,231	296,1	540	3	88,75
21	257,6	112,804	281,2	540	3	85,05
22	243,6	98,522	262,7	540	3	80,43
23	232,4	87,095	248,1	540	3	76,73
24	215,6	69,956	226,6	540	3	71,18
Суточное потребление топлива, л					1376,52	

рических систем Дальнего Востока и Арктической зоны Российской Федерации.

#### Список литературы

- [1] Сайт РАО ЕЭС Востока. URL: <http://www.rao-esv.ru/>.
- [2] Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года. Утверждена президентом РФ 8 февраля 2013 г., № Пр-232.
- [3] Правила технической эксплуатации дизельных электростанций. – М.: МГОУ, 2005. – 213 с.
- [4] Эффекты применения накопителей энергии в изолированных энергосистемах России // Арктика: экология и экономика. – 2014. – № 2(14). – С. 61–66.

# Определение статистических показателей режимной надежности электроэнергетической системы методом Монте-Карло

Д.А. Игнатьев<sup>1</sup>, С.А. Гусев<sup>1</sup>, В.А. Федюшин<sup>1</sup>, В.П. Обоскалов<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

<sup>2</sup>ФГБУН «Институт теплофизики Уральского отделения Российской академии наук»

Екатеринбург, Россия

danil.ignatiev.off@mail.ru; s.a.gusev@urfu.ru

На определенной стадии проектирования развития электроэнергетической системы (ЭЭС) возникает необходимость выбрать из нескольких возможных вариантов оптимальный вариант развития ЭЭС. В процессе сравнения используются как количественные (капиталовложения, приведенные затраты и т.д.), так и качественные (надежность, устойчивоспособность, удобство дальнейшего развития схемы и т.д.) параметры. В автоматизированных расчетных процедурах необходимо описать качественные параметры определенными количественными показателями. Режимная надежность (РН) является важной составляющей интегральной оценки надежности ЭЭС, так как она позволяет в полной мере учесть специфические свойства ЭЭС. Однако на текущий момент математический, методический и нормативный аппарат РН (в том числе набор необходимых показателей РН) не совершенны и требуют дальнейшего развития.

При определении статистических показателей РН использовались методы математического анализа, теории вероятностей и математической статистики, а также основные законы электротехники. Методом исследования при выполнении экспериментальной части являлось статистическое моделирование (метод Монте-Карло). В качестве инструмента моделирования использовалась среда численно-математического моделирования MATLAB и программный пакет Matpower. Апробация предлагаемых методов выполнена на тестовой схеме IEEE 14-busRTS.

Показано, что в задачах РН метод Монте-Карло может быть использован только как образец при отладке иных аналитических процедур. Данный метод, априори ориентированный на критерий « $n - n$ », позволяет максимально учесть специфические особенности ЭЭС, но из-за больших временных затрат не может быть рекомендован в качестве рабочего инструментария. В качестве основных показателей РН при анализе РН методом Монте-Карло могут рассматриваться вероятности и частоты выхода режимных параметров из области допустимых значений (ОДЗ), а также вероятности и частоты отсутствия режима.

Полученные статистические показатели РН позволяют дополнительно охарактеризовать в количественном отношении РН ЭЭС, как в задачах проектирования развития ЭЭС с целью выбора оптимального варианта, так и в целях эксплуатации и оперативного управления ЭЭС для оценки живучести системы и выбора управляющих воздействий.

*Ключевые слова:* электроэнергетическая система, режимная надежность, электрический режим, показатели надежности, метод Монте-Карло.

## Determination of electrical power system statistical reliability indices by Monte Carlo technique

D.A. Igantiev<sup>1</sup>, S.A. Gusev<sup>1</sup>, V.A. Fedyushin<sup>1</sup>, V.P. Oboskalov<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Ural Federal University n. a. the first President of Russia B.N. Yeltsin

<sup>2</sup>ITP of the Ural Branch of the Russian Academy of Science

Ekaterinburg, Russia

danil.ignatiev.off@mail.ru; s.a.gusev@urfu.ru

At a certain stage of an electrical power system (EPS) development planning process, there is a necessity to choose one optimal variant of the EPS development among several possible ones. Both quantitative (investment costs, reduced costs, etc.) and qualitative (reliability, ability to be in stable state, usability of further scheme development etc.) criteria are considered. It is necessary to describe qualitative parameters by certain quantitative indices, in automated computation procedures. An EPS security is an important part of an integral EPS reliability assessment, since it fully considers specific EPS features. However, at the moment, mathematical, methodical and regulative apparatus of the EPS security (including necessary reliability indices (RI)) are not thorough yet and require further development.

The methods of mathematical analysis, probability theory and mathematical statistics, and also basic laws of electrical engineering were used in the determination of statistical RIs. The statistical simulation (the Monte Carlo technique) was the main research method at the experimental stage of the research. The MATLAB computational-mathematical environment and the Matpower software were used as the simulation tools. The IEEE 14-bus test scheme was used for approbation of the suggested methods.

It was shown that Monte Carlo technique can be used only as a reference solution for other security analysis procedures. This technique, a priori oriented to the “*n-n*” criterion, allows taking into account specific properties of EPS to the limit, but it can not be recommended to use as a basic tool due to huge computational costs. Probabilities and frequencies of parameters exceeding the tolerance range (TR), and also probabilities and frequencies of steady-state absence can be considered as the main RIS in the security analysis through using the Monte Carlo technique.

The obtained statistical RIS help to additionally characterize an EPS security in terms of quantitative analysis, both for the EPS development issue, with the aim to choose the optimal variant of the EPS development, and for the EPS operation and operational control problems, with the aim to assess the system survivability and to choose the adequate control actions.

*Keywords: electrical power system, security, power flow, reliability indices, Monte Carlo technique.*

## I. ВВЕДЕНИЕ

При проектировании новой электроэнергетической системы (ЭЭС) либо развитию уже существующей возникает необходимость в выборе из нескольких возможных вариантов наиболее оптимального. Данный выбор осуществляется за счет сравнения вариантов по всевозможным технико-экономическим показателям, как количественным, так и качественным. Соответственно, из этого следует проблема надлежащей оценки ЭЭС, необходимой для обладания определенной информацией касательно общей надежности, устойчивости, возможности, возможных сильных и слабых мест в ЭЭС, её поведения в различных условиях в нормальных и послеаварийных режимах (ПАР) и т.п.

Одним из важнейших качественных показателей является надежность. С целью проведения наиболее точной оценки рассматривается анализ режимной надежности (РН). Анализ РН заключается в моделировании случайного возмущения, анализе аварийного и послеаварийного состояний ЭЭС и выборе управляющих воздействий (УВ). РН ЭЭС характеризуется как способность ЭЭС выполнять свои функции без отклонения параметров электрических режимов за пределы допустимых при случайных возмущениях в ЭЭС. Оцениваемыми показателями РН, как правило, являются основные параметры режима (напряжение, ток в ветвях, перетоки мощности и т.д.), также РН, в отличие от других ответвлений надежности в ЭЭС, позволяет наиболее точно и полно учесть основные законы электроэнергетики, что дает возможность использовать показатели РН для оценки надежности.

Кроме того, для более точной оценки необходимо учитывать различные случайные и вероятностные процессы, являющиеся трудными для учета и вносящие элемент неопределенности, такие как: непостоянство нагрузки, случайные отключения сетевых элементов и т.п. В основе математической базы РН лежат основные положения теории вероятности и статистики, которые позволяют учесть данные возмущения.

Однако параметры РН, упомянутые выше, являются качественными, и, соответственно, необходимо их описать определенными количественными показателями для использования в автоматических расчетных процедурах. Поэтому конечным результатом оценки должны быть вероятности отклонения оцениваемых показателей за границы допустимых. Для дальнейшего исследования будут выбраны следующие параметры в качестве оцениваемых: напряжение в узле и ток по линии (анализ углов напряжений и перетоков мощности включает в себя анализ устойчивости ЭЭС, что может занять еще несколько статей, поэтому эти параметры были отклонены), а искомыми будут, соответственно, вероятности выхода напряжения и

тока за пределы допустимых значений. Методы и инструменты нахождения этих параметров будут описаны в следующих главах.

## II. ИСПОЛЬЗУЕМЫЙ МАТЕМАТИЧЕСКИЙ МЕТОД

Для нахождения предложенных вероятностных показателей хорошо подходит метод Монте-Карло (ММК). Данный метод широко используется в расчетах ЭЭС, особенно при оценке надежности. Ключевое достоинство ММК – относительная легкость в реализации, так как принцип, лежащий в его основе, довольно прост: посредством генерации случайных величин в заданном диапазоне эксперимент повторяется определенное число раз для получения желаемой величины (как правило, это вероятность какого-то события). Еще одним достоинством ММК является следующий принцип: осуществляется переход от незнания аргументов функциональных зависимостей исследуемой задачи к выявлению этих зависимостей а posteriori, причем изначальные зависимости и законы распределения вероятностных показателей ЭЭС неизвестны, и поэтому данный метод крайне удобен в оценке ЭЭС.

Также выделяющейся особенностью ММК является своего рода зависимость «точность – вычислительные затраты». Чем больше проводится испытаний, тем меньше погрешность результатов, но за счет больших временных затрат, и наоборот. Тем самым, необходимо эмпирически найти компромисс для достижения оптимального результата.

В данной статье показано применение только ММК, хотя в данных целях могут применяться и другие методы (например, метод вероятностного потокораспределения, в иностранной литературе встречающийся под названием Probabilisticloadflow, PLF), но ввиду ограниченного объема статьи и желания полностью раскрыть ММК эти методы были опущены.

## III. ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

В этом исследовании был использован программный пакет MATPOWER (5.1) на основе среды MATLAB. Данный пакет позволяет выполнять основные расчеты режима, и, что, несомненно, полезно, его кодовая «начинка» является полностью доступной для внесения изменений и добавлений, что позволяет реализовать практически любой математический аппарат, в том числе и вышеупомянутый ММК.

## IV. ЧИСЛЕННЫЙ ПРИМЕР

Для проверки данного метода была взята тестовая схема IEEE-14, состоящая из 14 узлов и 21 ветви (рис. 1).

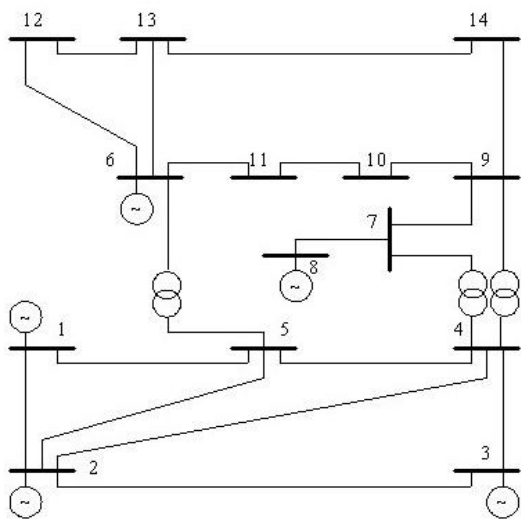


Рис. 1. Тестовая схема IEEE-14

Для учета вероятностных колебаний нагрузки с помощью данного пакета была создана функция создания графиков нагрузки, и уже с помощью неё был реализован следующий график нагрузки (таблица, рис. 2).

ИСПОЛЬЗУЕМЫЙ ГРАФИК НАГРУЗКИ

Час	0	2	4	6	8	10
<i>P</i> , %	20	20	50	50	50	100
Час	12	14	16	18	20	22
<i>P</i> , %	100	70	100	100	50	20

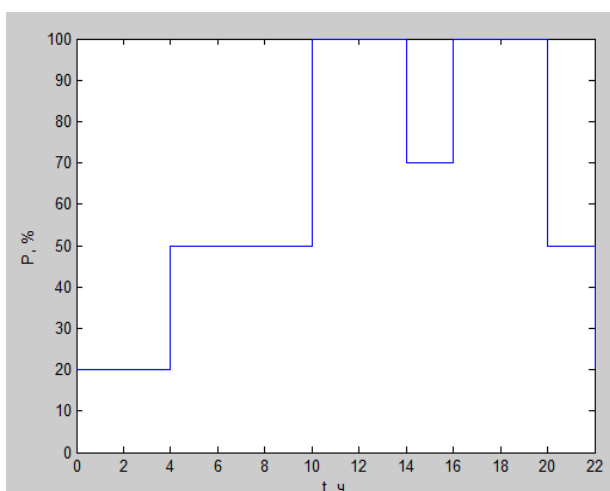


Рис. 2. График нагрузки

Были определены следующие искомые величины: вероятность превышения тока на линии предельных значений по термической устойчивости; вероятность падения напряжения в узле ниже, чем на 5 % от номинального; вероятность повышения напряжения в узле выше, чем на 5 % от номинального; вероятность расхождения режима, все – в условиях одиночного отказа случайно выбранной линии.

Для получения этих показателей РН были разработаны два алгоритма на основе ММК. Первый – без учета случайных колебаний нагрузки:

- на каждом испытании случайным образом генерировалось число, определяющее номер отключаемой

линии, находящееся в диапазоне от 1 до значения количества ветвей сети;

- производилось соответствующее изменение топологии сети, и в полученных условиях выполнялся расчет режима;
- на данной стадии для каждого узла и ветви производилось сравнение рассчитанных режимных параметров с заданными предельными, а также проверялось существование режима; если ограничение срабатывало либо режим не существовал, то тогда  $c = c + 1$ , где  $c$  – счетчик вероятности срабатывания ограничения того или иного параметра либо расхождения режима;
- после прохождения полного числа испытаний результирующая вероятность получалась из следующей формулы:

$$p = \frac{c}{N}$$

где  $N$  – число испытаний.

Второй алгоритм практически аналогичен первому, за исключением следующих внесенных изменений:

- на этапе генерации номера случайно отключаемой ветви дополнительно вводится массив с также случайно генерируемыми значениями, определяющими величину случайного колебания нагрузки по следующей формуле:

$$P_{\text{наколеб}} = F(r, M, \sigma),$$

где  $P_{\text{наколеб}}$  – величина нагрузки;  $F(r, M, \sigma)$  – функция нормального распределения;  $r$  – случайное число в диапазоне (0, 1);  $M$  – математическое ожидание нагрузки в узле в заданный час;  $\sigma$  – СКО нагрузки в узле, принимается равным 2 %;

- вместе с изменением топологии сети изменяется величина нагрузок в узлах, затем рассчитывается режим;
- вероятности рассчитываются для каждого узла, каждой ветви и каждого временного интервала (шаг – 2 часа), поэтому количество испытаний в данном случае будет в 12 раз больше.

Число испытаний, равное 1000, было эмпирически подобрано с целью получения оптимального соотношения «точность – временные затраты».

## V. РЕЗУЛЬТАТЫ

Далее представлены гистограммы полученных вероятностей по узлам и линиям района низшего напряжения в выбранной схеме (рис. 3 – 6).

На рис. 3 хорошо видны «живучие» и «слабые» по току линии, если судить по вероятности. Учет случайных колебаний имеет ощутимое влияние лишь на часть линий.

Из гистограмм, представленных на рис. 4, 5, видно, что вероятность падения напряжения ниже допустимых значений намного меньше вероятности превышения, что позволяет качественно оценить вероятный уровень напряжения в ПАР и соответственно дефицит/избыток вырабатываемой реактивной мощности в сети. Также видно, что в случае с напряжениями узлов учет случайных колебаний нагрузки имеет существенное влияние на надежность работы ЭЭС, причем влияние негативное.

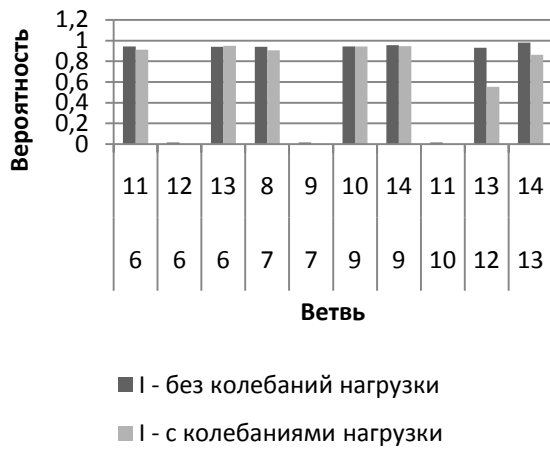


Рис. 3. Вероятность превышения током предельного значения

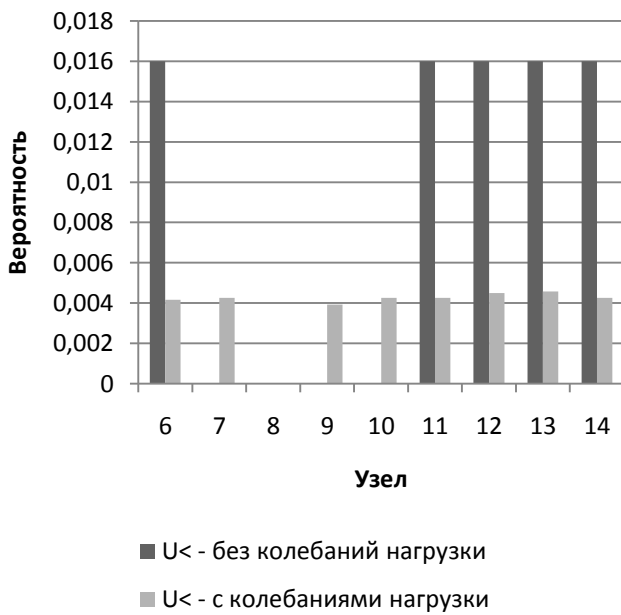


Рис. 4. Вероятность падения напряжения в узле ниже, чем на 5 % от номинального

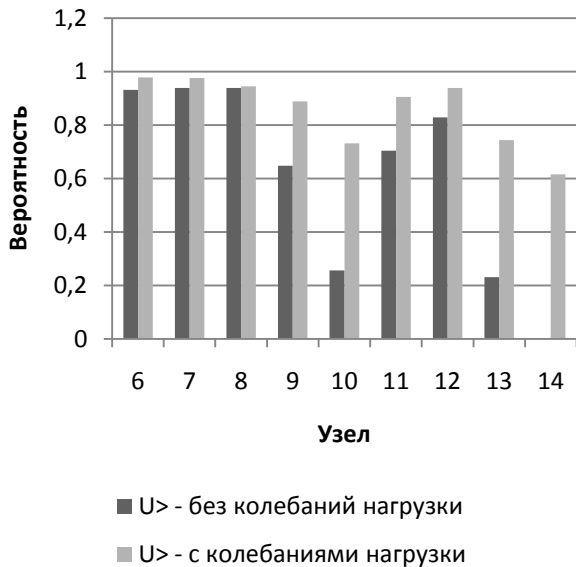


Рис. 5. Вероятность повышения напряжения в узле выше, чем на 5 % от номинального

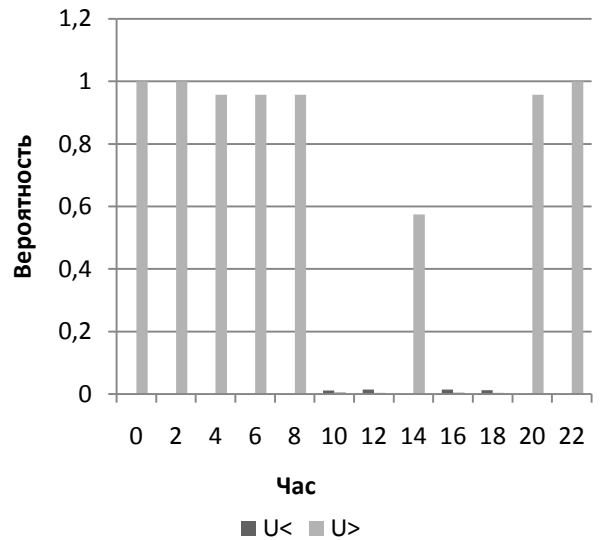


Рис. 6. Вероятность повышения срабатывания ограничения по напряжению на протяжении суток для 14 узла

На гистограмме, представленной на рис. 6, показана динамика изменения соответствующих вероятностей на протяжении суток. Видно, что в пиковые (100 %) часы вероятность превышения напряжения ниже, чем понижения, в отличие от остальных часов, что схоже с реальным поведением ЭЭС.

Наконец, были получены обещанные примерные вероятности отсутствия режима для обоих вариантов алгоритма: 0,08 для первого и 0,74 для второго, что говорит о сильном влиянии стохастических колебаний нагрузки на режим в целом.

## VI. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании проведенного исследования было показано, что возможна относительно точная оценка надежности ЭЭС и, что при её проведении можно и нужно учитывать различные случайные факторы, такие как случайные колебания нагрузки, которые значительно влияют на результаты оценки. Однако следует отметить, что используемый метод позволяет получить точные результаты только за счет больших вычислительных затрат. Поэтому, с целью оптимизации расчетов, необходимо рассмотреть другие методы, позволяющие достичь подобных результатов с меньшими вычислительными затратами. Дополнительно в будущем планируется смоделировать случайные изменения генерации для более точной оценки надежности ЭЭС.

## Список литературы

- [1] Hu Z., Wang X. A probabilistic load flow method considering branch outages // IEEE Transactions on power systems. – 2006. – Vol. 21(2). – P. 507–514.
- [2] Михайлов Г.А., Войтишек А.В. Методы Монте-Карло (расширенный лекционный курс). – Новосибирск: НГУ, 2001.
- [3] Паньгина Н.Н., Паньгин А.А. Статистическое моделирование: метод Монте-Карло // Компьютерные инструменты в образовании. – 2002. – № 5. – С. 30–43.

# Использование метода $D$ -разбиения для анализа настроек АРВ в режиме реального времени

Р.Р. Идрисов, В.А. Тащилин, П.В. Чусовитин, А.В. Паздерин  
ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого президента России Б.Н. Ельцина»  
Уральский энергетический институт  
Екатеринбург, Россия  
idrisovrinat72@mail.ru, tashchilin@gmail.com

Сохранение устойчивой работы энергосистемы является основной задачей автоматического управления. Для её решения были разработаны различные автоматические устройства. АРВ является основным средством сохранения устойчивой работы энергосистемы и поддержания напряжения в сети. В статье описана методика оценки качества настройки параметров автоматического регулятора возбуждения с точки зрения устойчивости энергосистемы. Ключевой особенностью предлагаемого подхода является использование метода  $D$ -разбиения к идентифицированной модели энергосистемы. Метод  $D$ -разбиения позволяет получать область устойчивости в пространстве параметров АРВ, а идентифицированная модель отражает текущее состояние энергосистемы. Таким образом, применение метода  $D$ -разбиения к идентифицированной модели позволяет получать действительную на текущий момент времени область устойчивости с точки зрения параметров АРВ. В статье приведены основы используемых методов, описан алгоритм предлагаемого метода оценки и параметров АРВ. Полученные результаты подтверждают возможность применения данного подхода в многомашинной энергосистеме.

*Ключевые слова: устойчивость энергосистемы, идентификация системы,  $D$ -разбиение.*

## Application of $D$ -decomposition in real-time for AVR settings analysis

R.R. Idrisov, V.A. Tashchilin, P.V. Chusovitin, A.V. Pazderin  
Ural federal university n. a. the first president of Russia B.N. Yeltsin  
Ural power engineering institute  
Yekaterinburg, Russia  
idrisovrinat72@mail.ru, tashchilin@gmail.com

Keeping power system stable operation is the main task of automated control. There have been created a different number various automated devices for this purpose. PSS is the main tool provided power system stability. But PSS can cause power system instability in case of improper PSS tuning. The article describes the technique of PSS parameters quality estimation from power system stability point of view. The key feature of proposed approach is the use of  $D$ -decomposition method to identified model of a power system.  $D$ -decomposition approach allows to obtain power system stability area in PSS parameters space and identified power system model represents current real power system behavior. Thus, implementation of  $D$ -decomposition technique to identified power system model allows to obtain actual stability boundary from PSS parameters point of view. The article describes the basis of applied techniques, describes the algorithm of proposed approach for PSS parameters estimation. Obtained results confirm the possibility of this approach implementation for multimachine power system.

*Keywords: power system stability, system identification,  $D$ -decomposition.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Устойчивая работа энергосистемы является важным вопросом в задачах управления энергосистемами. Было разработано несколько различных типов автоматических устройств для решения данного вопроса. К сожалению, неправильная работа этих устройств, ответственных за поддержание устойчивости энергосистемы, в некоторых случаях может привести к потере устойчивости. Автоматический регулятор возбуждения, назначением которого является демпфирование низкочастотных колебаний, входит в число этих устройств. Поэтому задача оценки качества параметров АРВ является чрезвычайно важной.

На сегодняшний день было разработано большое число различных подходов для оценки параметров АРВ, на-

чиная с традиционных, использующих частотные характеристики, вплоть до современных методов, таких как гибкая логика, генетические алгоритмы и нейросети. Все они позволяют получить оптимальные параметры АРВ, но большинство этих методов использует линеаризованную модель энергосистемы и анализ приемлемости данных настроек для другого возможного режима работы является достаточно сложным вопросом.

Альтернативный подход для настройки и оценки качества параметров АРВ, который позволяет избежать вышеуказанных проблем, включает использование идентифицированной модели энергосистемы. Идентифицированная динамическая модель энергосистемы может быть получена из телеизмерений, собранных в течение переходного процесса. В результате линейная модель энергосистемы

может быть идентифицирована. Данная модель отражает основные свойства нелинейной модели энергосистемы. Следовательно, она может использоваться как для настройки АРВ, так и для оценки качества его параметров.

## II. ОПИСАНИЕ МОДЕЛИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И РЕГУЛЯТОРА ВОЗБУЖДЕНИЯ

Исследование проводилось на модели двухмашинной энергосистемы. Её схема представлена на рис. 1. В качестве генераторов был использован стандартный блок MATLAB/Simulink, в котором электрическая машина описывается уравнениями Парка – Горева. Трансформаторы заданы соответствующими стандартными блоками, ЛЭП заданы сопротивлениями.

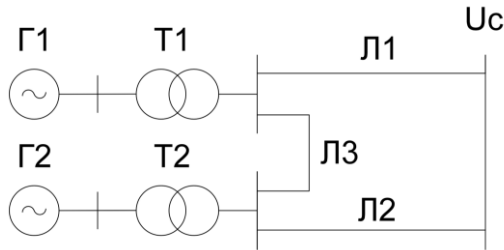


Рис. 1. Схема сети

Нами был использован регулятор возбуждения сильно-го действия с выделенным каналом по частоте, расположенный на каждом из генераторов. Его модель, отражающая закон регулирования, представлена на рис. 2.

Коэффициенты  $k_{of}$  и  $k_{if}$  являются настраиваемыми параметрами, именно в их плоскости строится область  $D$ -разбиения. Приведём краткое описание применяемых методов.

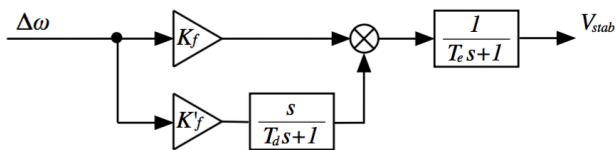


Рис. 2. Схема регулятора возбуждения

## III. МЕТОД ИДЕНТИФИКАЦИИ

Первый этап предлагаемого алгоритма заключается в получении динамической модели по доступной информации о переходном процессе. В данной работе был использован метод MOESP, подробно описанный в [1].

Следует отметить, что идентифицированная модель представляется в дискретном виде пространства состояний:

$$\begin{cases} x_{k+1} = Ax_k + Bu_k; \\ y_k = Cx_k + Du_k, \end{cases} \quad (1)$$

где  $x_k$  – вектор состояния в момент времени  $k$ ;  $y_k$  – вектор выходных переменных в момент времени  $k$ ;  $u_k$  – это вектор входных переменных в момент времени  $k$ ;  $A$  – матрица состояния;  $B$  – матрица управления;  $C$  – матрица наблюдения и  $D$  – это матрица упреждения. Интервал дискретизации соответствует интервалу дискретизации собранной информации. Если необходимо, данную модель можно легко преобразовать в непрерывную форму.

Метод идентификации следует применить к измерениям переходного процесса, который определяет поведение энергосистемы. Поэтому был использован импульсный скачок уставки регулятора возбуждения по напряжению амплитудой 1 % и продолжительностью 0,02 с, чтобы вызвать переходный процесс. Данное изменение напряжения возбуждения было использовано как входной сигнал в процедуре идентификации. Отклонение угловой скорости генератора было использовано как выходной сигнал. Подробное описание процедуры идентификации представлено в [1].

## IV. ОПИСАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМОГО МЕТОДА

Для построения области устойчивости был использован метод  $D$ -разбиения, первоначально предложенный Ю.И. Неймарком в [2]. В [3] описано практическое применение данного метода.

Обычно он применяется к линеаризованной модели энергосистемы, и необходимо построить несколько кривых  $D$ -разбиения для различных линеаризованных моделей, которые соответствуют различным режимам работы энергосистемы, чтобы обеспечить правильную настройку АРВ. В [4] описан пример подобной настройки параметров регулятора.

Применение метода  $D$ -разбиения к идентифицированной модели энергосистемы позволяет получить область устойчивости для текущего режима работы. Таким образом, появляется возможность оценивать качество настраиваемых параметров, а также устойчивость с точки зрения настройки АРВ.

Как было сказано ранее, рассматриваемый регулятор имеет два настраиваемых параметра. Следовательно,  $D$ -разбиение представляется кривой в двумерном пространстве этих параметров. Предполагается, что передаточную функцию энергосистемы можно получить из дискретной идентифицированной модели. Соединим передаточную функцию регулятора и системы так, чтобы получилась замкнутая петля. Структурная схема данной модели показана на рис. 3.

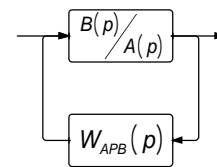


Рис. 3. Структурная схема системы с АРВ

Стоит отметить, что в ходе идентификации регулятор оказывается включён в идентифицированную модель, другими словами, модель получается замкнутой и перед применением метода  $D$ -разбиения требуется извлечь разомкнутую модель из идентифицированной. Может возникнуть вопрос, как исходные параметры регулятора влияют на получаемую область  $D$ -разбиения. В [5] показано, что различные варианты параметров рассматриваемого регулятора не влияют на конечную область  $D$ -разбиения.

Чтобы применить алгоритм  $D$ -разбиения, необходимо было найти эквивалентную передаточную функцию данной структурной схемы. Согласно правилам преобразования, эквивалентная передаточная функция рассчитывается как:

$$W_{\Sigma} = \frac{W_{\text{сис}}}{1 + W_{\text{сис}}W_{\text{АРВ}}}. \quad (2)$$

Передаточные функции системы и АРВ записываются соответственно как

$$W_{\text{сис}} = \frac{B(p)}{A(p)}; \quad (3)$$

$$W_{\text{АРВ}} = \frac{k_{0f} + pk_{1f}}{T_e p + 1}. \quad (4)$$

Соответственно, эквивалентная передаточная функция имеет следующий вид:

$$W_{\Sigma} = \frac{B(p)(T_e p + 1)}{A(p) + k_{0f}B(p) + pk_{1f}B(p) + T_e pA(p)}. \quad (5)$$

Нас интересует знаменатель полученной передаточной функции. Сделаем замену  $p = j\omega$ :

$$D(j\omega) = A(j\omega) + k_{0f}B(j\omega) + j\omega k_{1f}B(j\omega) + T_e j\omega A(j\omega). \quad (6)$$

Разделив уравнение (6) на действительную и мнимую части и решив полученную систему уравнений, можно найти искомые параметры  $K_{0f}$  и  $K_{1f}$ . Полученные значения  $K_{0f}$  и  $K_{1f}$  были использованы для построения области  $D$ -разбиения. Более подробное описание применения метода  $D$ -разбиения можно найти в [5].

#### V. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В ходе исследования с помощью встроенных функций программного комплекса MATLAB/Simulink были получены линеаризованная и идентифицированная модель энергосистемы. Для каждого регулятора данные области строятся отдельно, независимо друг от друга (при рассмотрении одного регулятора параметры другого фиксируются).

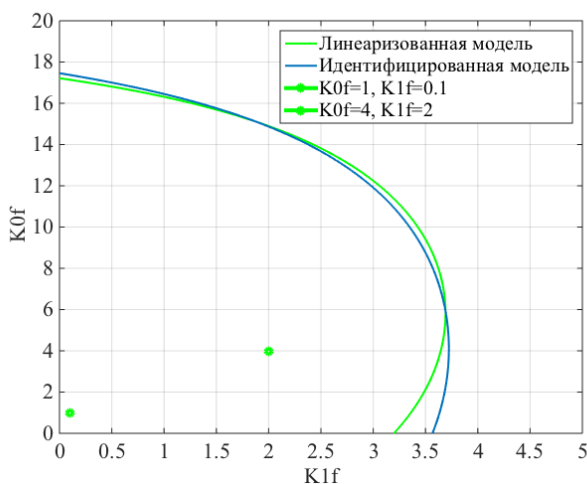


Рис. 4. Область  $D$ -разбиения первого регулятора

На рис. 4 представлена область  $D$ -разбиения для одного из регуляторов. Данные, необходимые для получения идентифицированной модели, были записаны в ходе переходного процесса, вызванного импульсным скачком уставки регулятора возбуждения по напряжению амплитудой 1 % и длительностью 0,02 с.

Видно, что области  $D$ -разбиения для линеаризованной и идентифицированной моделей практически совпадают.

Из этого можно сделать вывод, что идентификация обладает достаточной точностью для её применения при построении областей устойчивости. А так как для получения идентифицированной модели необходимо знать только данные записанного переходного процесса, предложенная методика обладает преимуществами в скорости получения результата.

Также было проверено, как различные параметры первого регулятора влияют на область устойчивости второго. На рис. 5 показаны области  $D$ -разбиения для второго регулятора, построенные по идентифицированной модели при разных параметрах первого регулятора. Можно сделать вывод, что в рассматриваемой схеме настройки одного регулятора несущественно влияют на область устойчивости второго.

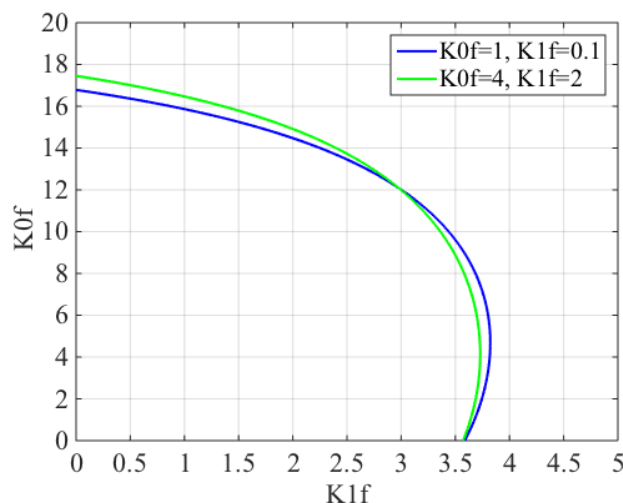


Рис. 5. Область  $D$ -разбиения второго регулятора

Построенные кривые  $D$ -разбиения можно использовать для настройки регулятора возбуждения. При этом следует отметить важное свойство построенных областей, а именно то, что оптимальные параметры лежат в середине области  $D$ -разбиения. Чтобы проиллюстрировать это, рассмотрим этот же переходный процесс с двумя вариантами параметров  $K_{0f}$  и  $K_{1f}$ , показанными на рис. 4.

На рис. 6 представлен график зависимости отклонения угловой скорости первого генератора от времени при разных вариантах параметров  $K_{0f}$  и  $K_{1f}$ .

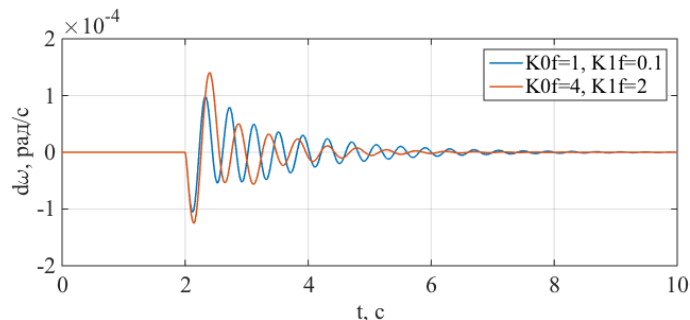


Рис. 6. Сравнение демпфирования колебаний на первом генераторе

Как видно из рис. 6, действительно, второй вариант параметров АРВ, лежащий ближе к центру области  $D$ -разбиения, способствует лучшему демпфированию воз-



никих колебаний. Также необходимо проверить, как влияют разные параметры рассматриваемого регулятора на переходный процесс на втором генераторе. Ниже, на рис. 7, показан график зависимости отклонения угловой скорости второго генератора при разных вариантах параметров  $K_{0f}$  и  $K_{1f}$  первого регулятора.

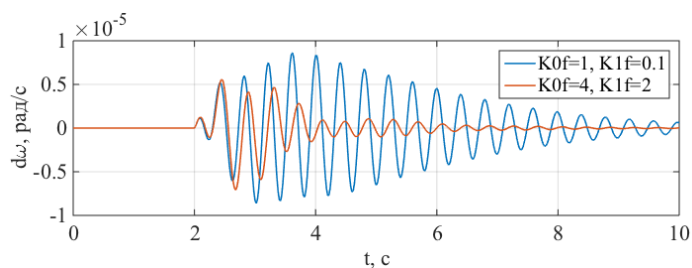


Рис. 7. Сравнение демпфирования колебаний на втором генераторе

Из рис. 7 можно заключить, что выбор более оптимальных параметров первого регулятора также приводит к более быстрому демпфированию колебаний.

## VI. ВЫВОДЫ

Был предложен алгоритм вычисления и построения области устойчивости энергосистемы в пространстве параметров АРВ. Результаты были продемонстрированы с помощью моделирования переходных процессов при различных параметрах регуляторов.

Полученные результаты показывают, что метод  $D$ -разбиения, применяемый к идентифицированной модели энергосистемы, позволяет получить набор параметров регулятора, приемлемый для текущего режима. Было показано, что при использовании переходного процесса, вызываемого изменением режима работы, для идентификации модели энергосистемы получаемая область  $D$ -разбиения соответствует области устойчивости этого нового режима работы. Следовательно, предлагаемый подход позволяет отслеживать текущие параметры регуляторов относительно границы области устойчивости.

И в случае, если текущие параметры оказываются близко к границе, появляется возможность их изменить. Использование типичного переходного процесса, вызываемого отключением линии из-за короткого замыкания, позволит в перспективе контролировать текущее положение параметров АРВ и области устойчивости в режиме реального времени без дополнительных управляющих действий. В результате можно разработать новый подход к автоматическому регулированию, который позволит контролировать качество настройки АРВ с точки зрения расстояния до границы области устойчивости и указывать, когда АРВ следует перенастроить.

## Список литературы

- [1] Tohru Katayama. Subspace Methods for System Identification. – Department of Applied Mathematics and Physics, Graduate School of Informatics, Kyoto University, Kyoto 606-8501, Japan.
- [2] Неймарк Ю.И. Определение значений параметров, при которых система устойчива // Автоматика и телемеханика. – 1948. – № 9. – С. 190–203.
- [3] Lawrenson P.J., Bowesand S.R., Stephenson J.M. Efficient application of D-Decomposition techniques to determine stability boundaries for multiparameter systems, with particular reference to induction machines // Electronics Letters. – 1968. – Vol. 4(20). – P. 435–437.
- [4] Nanda J. Analysis of Steady State Stability of a Two Machine System by the D-Decomposition Technique // Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on. – 1971. – Vol. PAS-90(4). – P. 1848–1855.
- [5] Тащилин В.А., Чусовитин П.В., Паздерин А.В., Идрисов Р.Р. Application of D-decomposition in real-time for power system stability analysis // Proc. Energy conference (ENERGYCON), 2016, IEEE International.
- [6] Тащилин В.А., Чусовитин П.В., Шабалин Г.С., Паздерин А.В., Герасимов К.К., Герасимов К.К. Measurement-based approach for PSS retuning // Proc. Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2015 IEEE 15<sup>th</sup> International Conference. P. 1250–1255.
- [7] Овчаренко Н.И. Автоматика энергосистем: Учебник для ВУЗов. – 3-е изд-е. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009.

# Метод адаптивного расчета максимально допустимого перетока в сечениях по критерию обеспечения токовой нагрузки

К.Р. Измайлов<sup>1</sup>, П.А. Парамонов<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ФГАОУ ВО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

<sup>2</sup>Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Урала

Екатеринбург, Россия

rabochiya\_pochta@mail.ru

В практике диспетчерского управления, в соответствии с действующей нормативно-технической документацией, величина максимально допустимого перетока (далее – МДП) определяется для наиболее неблагоприятных расчетных режимов. Это накладывает дополнительные ограничения перетоков мощности в более благоприятных режимных условиях, что ведет к отступлению от оптимальных условий управления режимом. Для исключения этого в процессе определения величины МДП необходимо учитывать текущую режимную ситуацию. Настоящая работа предлагает адаптивный способ расчета МДП в сечениях, критерием определения которого является обеспечение допустимой токовой нагрузки электросетевого оборудования в послеаварийном режиме (далее – ПАР), позволяющий учесть фактическое распределение мощности по элементам сечения. Разработанный метод позволяет получить значения МДП, характерные для каждой точки изменения электроэнергетического режима. Внедрение данного метода расчета МДП в программное обеспечение по расчету, отображению максимально допустимых перетоков сечений позволит автоматизированно, на основе телеизмерений, с минимальной погрешностью получать фактические значения МДП в сечении.

*Ключевые слова: МДП, режимная ситуация, допустимая токовая нагрузка, сечение, адаптивный способ расчета МДП.*

## Adaptive approach of calculation of maximum allowed power flow in the cut set of a network according to the criterion of providing a current-carrying capacity

K.R. Izmajlov<sup>1</sup>, P.A. Paramonov<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Ural Federal University n. a. the first President of Russia B.N. Yeltsin

<sup>2</sup>System Operator Branch IDO of Ural

Ekaterinburg, Russian Federation

rabochiya\_pochta@mail.ru

In practice of power system control maximum allowed power flow is determined for the most adverse design behavior according to technological standards. This imposes additional constraints of power flow in a more favorable condition. That leads to deviation from the optimal power system control. To avoid this, in the process of determining the amount of maximum allowed power flow it is necessary to take into account the current operation situation. The current article proposes an adaptive approach of maximum allowed power flow calculation for transmission lines, where the capacity is limited by allowed current in post-emergency conditions. The proposed method allows taking into account the actual power distribution. The developed method will allow obtaining the values of maximum allowed power flow for any operation conditions. The introduction of this maximum allowed power flow calculation approach into software, which calculate and display the maximum allowed power flow will allow obtain the more precise values of maximum allowed power flow based on the telemetry.

*Keywords: maximum allowed power flow, secure situation, current-carrying capacity, adaptive approach of calculation of maximum allowed power flow.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем [2], для контроля соблюдения нормативных требований к устойчивости энергосистем и параметрам электроэнергетического режима в диспетчерских центрах России используют значения перетоков активной мощности в контролируемых сечениях. Для нормальных (ремонтных) производят расчет значений максимально допустимых перетоков мощности в контролируемых сечениях с учётом нормативных возмущений, влияющих на величину МДП.

Определение МДП в контролируемом сечении регламентируется стандартом ОАО «СО ЕЭС» о правилах определения максимально и аварийно допустимых перетоков мощности в сечениях [1]. Величина МДП находится путем утяжеления параметров электроэнергетического режима. Из [3] следует, что при утяжелении достигается такая область электроэнергетического режима, при которой данные параметры будут иметь предельные значения. Исходя из требований [1], допустимый переток в рассматриваемом сечении необходимо определять по критериям, указанным в данном нормативно-техническом документе. Итоговой величиной МДП в сечении выбирается мини-

мальное из значений, полученных по каждому из критериев. Таким образом, область допустимых значений перетоков активной мощности в контролируемом сечении сводится к одному значению МДП.

Однако стоит отметить, что найденная величина получена при определенном потокораспределении мощности в сети составе включенного генерирующего оборудования, потреблении мощности. При режимных ситуациях, отличающихся от расчетных, величина МДП может оказаться несколько выше, чем полученная при расчетных условиях. Как следствие, возможно использование не в полной мере пропускной способности электросетевого оборудования, что снижает экономичность работы электроэнергетической сети. Данная проблема актуальна для сечений, определяющим критерием МДП в которых является обеспечение в ПАР АДТН сетевого оборудования. Ввиду этого, необходим такой метод расчета величины МДП для сечений, по которому возможно было бы обеспечить допустимые токовые нагрузки оборудования с учетом текущей режимной ситуации в электрической сети.

## II. МДП ПО КРИТЕРИУ ДОПУСТИМОЙ ТОКОВОЙ НАГРУЗКИ

Нагрузочная способность электросетевого оборудования в нормальных (ремонтных) схемах характеризуется длительной допустимой токовой нагрузкой (далее – ДДТН) и аварийно допустимой токовой нагрузкой (далее – АДТН) в ПАР при нормативных возмущениях. Превышение данных значений приводит к перегрузке оборудования и к последующему его повреждению. Данная проблема актуальна для автотрансформаторного (далее – АТ) оборудования в ПАР. Расчет МДП без учета текущей режимной ситуации, учета коэффициента наброса мощности на АТ, распределения мощности по двум параллельно работающим АТ может привести к менее точному определению величины МДП.

Исходя из вышесказанного, необходим такой метод, при котором производится расчет МДП в контролируемом сечении, определяющим критерием в котором является обеспечение токовой нагрузки с учетом текущей режимной ситуации, наброса мощности от отключаемого АТ, а также распределения мощности по двум параллельно работающим АТ.

Данную проблему возможно решить при помощи адаптивного метода расчета МДП в контролируемом сечении по критерию токовой нагрузки оборудования.

## III. АДАПТИВНЫЙ МЕТОД РАСЧЕТА МДП В СЕЧЕНИИ ПО КРИТЕРИУ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДОПУСТИМОЙ ТОКОВОЙ НАГРУЗКИ ОБОРУДОВАНИЯ

Адаптивный метод расчета МДП заключается в составлении формулы по расчету данной величины в ДАР для рассматриваемого сечения, определяющим критерием в котором является обеспечение АДТН сетевого оборудования в ПАР. Данная формула должна учитывать текущие параметры режима электрической сети, наброс мощности от отключаемого элемента сечения, распределение мощности по элементам сечения, а также резерв на возможную загрузку рассматриваемого сечения.

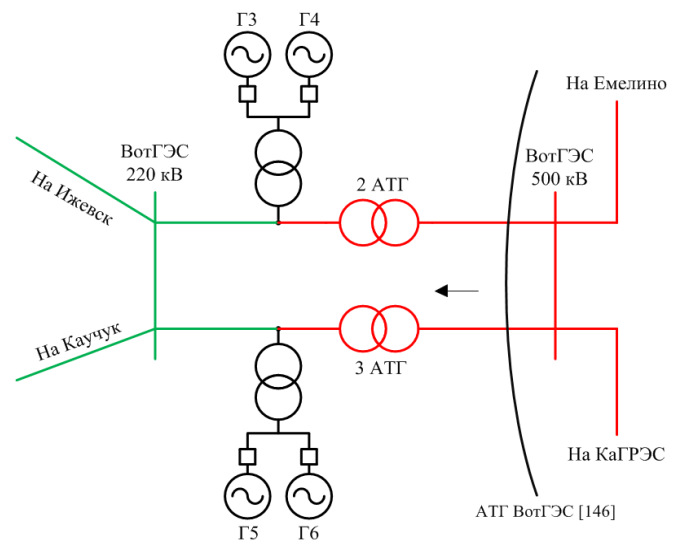
В данной работе будет рассмотрено сечение АТГ Воткинской ГЭС, регулируемое диспетчерским центром филиала ОАО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское

управление энергосистемами Пермского края, Удмуртской Республики и Кировской области», а также контролируемое диспетчерским центром ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Урала».

Состав сечения: автотрансформаторные группы (далее – АТГ) 500/220/13,8 кВ.

Рассматриваемое сечение изображено на рисунке.

К обмотке низшего напряжения 2, 3 АТГ подключены гидрогенераторы 3, 4 и 5, 6 соответственно. Как известно, комбинированный режим работы АТ, передача мощности автотрансформаторным путем (ВН-СН) и трансформаторным путем (НН-СН) ограничивается загрузкой общей обмотки. Таким образом, в послеаварийных режимах после отключения 2 (3) АТГ Воткинской ГЭС возможно превышение АДТН общей обмотки 3 (2) АТГ Воткинской ГЭС. Особенностью данного сечения является тот факт, что контроль перетока активной мощности осуществляется по стороне высшего напряжения 2, 3 АТГ Воткинской ГЭС, при этом необходимо обеспечить АДТН общей обмотки 2, 3 АТГ Воткинской ГЭС в ПАР.



Сечение АТГ Воткинской ГЭС

ПАР в данном сечении является отключение одной из АТГ.

Как известно из [4], ток общей обмотки вычисляется по формуле

$$I_{о.о} = \frac{\sqrt{(P_{BC} \cdot k_t + P_{CH})^2 + (Q_{BC} \cdot k_t + Q_{CH})^2} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot U_{CH}}, \quad (1)$$

где  $P_{BC}$ ,  $Q_{BC}$  – переток активной/реактивной мощности по обмотке высшего напряжения АТГ;  $k_t$  – типовой коэффициент автотрансформатора;  $P_{CH}$ ,  $Q_{CH}$  – переток активной/реактивной мощности по обмотке низшего напряжения АТГ;  $U_{CH}$  – напряжение обмотки среднего напряжения АТГ.

Так как отключение одной из АТГ не приводит к значительным снижениям напряжения, а значение  $\cos\varphi \approx 1$ , то изменением реактивной мощности в данном случае можно пренебречь.

Как известно, АДТН складывается из фактического тока общей обмотки АТГ, наброса мощности от отключаемой АТГ, а также от резерва на загрузку обоих АТГ, что можно увидеть в формуле

$$I_{\text{АДТН}}^i = I_{\text{о.о}}^i + k_{\text{рас}}^i \cdot I_{\text{рез}}^i + k_{\text{наб}} \cdot (I_{\text{о.о}}^j + k_{\text{рас}}^j \cdot I_{\text{рез}}^j), \quad (2)$$

где  $I_{\text{о.о}}^i$  – фактический ток общей обмотки в ДАР перегружаемой АТГ;  $I_{\text{о.о}}^j$  – ток общей обмотки в ДАР отключаемой АТГ;  $I_{\text{рез}}^i$  – резерв на загрузку сечения;  $k_{\text{наб}}$  – коэффициент наброса на включенную АТГ от отключаемой АТГ;  $k_{\text{рас}}^i$  – коэффициент распределения резерва на загрузку сечения для перегружаемой АТГ;  $k_{\text{рас}}^j$  – коэффициент распределения резерва на загрузку сечения для отключаемой АТГ.

Общий резерв на загрузку сечения распределяется по двум АТГ пропорционально распределению перетока сечения. Для определения, какая часть общего резерва на загрузку сечения приходится на АТГ, вводится величина коэффициента распределения. Данная величина показывает, какая часть мощности, протекающей по сечению, приходится на АТГ. Исходя из этого, коэффициент распределения находится по выражению

$$k_{\text{рас}}^{i,j} = \frac{P_{\text{сеч}}}{P_{i,j}^{\text{дар}}}. \quad (3)$$

Из выражения (2) выразим величину резерва на загрузку сечения  $I_{\text{рез}}^i$ :

$$I_{\text{рез}}^i = \frac{I_{\text{АДТН}}^i - k_{\text{наб}} \cdot I_{\text{о.о}}^j - I_{\text{о.о}}^i}{k_{\text{рас}}^i + k_{\text{рас}}^j \cdot k_{\text{наб}}}. \quad (4)$$

По выражению (4) производится расчет резерва на загрузку сечения с учетом включенного состояния в ПАР  $i$ -й АТГ, наброса мощности отключаемой  $j$ -й АТГ, а также коэффициентов распределения резерва на загрузку сечения по обеим АТГ. Аналогичным образом находится резерв на загрузку сечения с учетом включенного состояния  $j$ -й АТГ. Данная формула позволяет найти величину резерва по току, которой соответствует величина активной мощности, на которую возможно увеличить переток активной мощности без перегрузки трансформаторного оборудования.

После вычислений по выражению (4) резерва на загрузку сечения для каждой АТГ в ПАР необходимо проинформировать выбор конечного резерва на загрузку сечения.

Конечным значением резерва на загрузку сечения будет принята минимальная из полученных величина. Это объясняется тем, что при выборе наибольшей величины произойдет перегруз одной из АТГ, так как возможна неравномерная загрузка АТГ:

$$I_{\text{рез}} = \min \{I_{\text{рез}}^i, I_{\text{рез}}^j\}. \quad (5)$$

Определив значение тока общей обмотки в каждой АТГ, а также резерв на загрузку рассматриваемого сечения, возможно найти значение тока общей обмотки, при которой обеспечивается допустимое значение токовой нагрузки АТГ:

$$I_{\text{МДП}} = I_{\text{о.о}}^{2\text{АТГ}} + I_{\text{о.о}}^{3\text{АТГ}} + I_{\text{рез}}. \quad (6)$$

В то же время при максимально допустимом перетоке мощности в сечении по общим обмоткам АТГ будут токи, сумма которых будет соответствовать величине МДП:

$$I_{\text{МДП}} = \frac{\sqrt{\left( (P_{\text{BC}}^{2\text{АТГ}} + P_{\text{BC}}^{3\text{АТГ}}) \cdot k_{\text{т}} + (P_{\text{CH}}^{2\text{АТГ}} + P_{\text{CH}}^{3\text{АТГ}}) \right)^2 \cdot 1000}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{CH}}}. \quad (7)$$

Исходя из (7), можно выразить величину перетока активной мощности по обмотке высшего напряжения АТГ:

$$P_{\text{BC}} = \frac{I_{\text{МДП}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{CH}}}{k_{\text{т}} \cdot 1000} - \frac{P_{\text{CH}}}{k_{\text{т}}}. \quad (8)$$

Подставляя в (8) значение, полученное после вычисления по (6), находим значение МДП с учетом допустимой токовой нагрузки общей обмотки АТГ, текущей режимной ситуации.

#### IV. КОЭФФИЦИЕНТ НАБРОСА МОЩНОСТИ ОТ ОТКЛЮЧАЕМОГО ЭЛЕМЕНТА

При отключении одной из АТГ часть мощности, протекавшей по АТГ в нормальной схеме, набрасывается на оставшуюся в работе АТГ. Для оценки значения набрасываемой мощности было введено понятие коэффициента наброса, который показывает, какая часть мощности набросится на оставшийся в работе элемент в ПАР. В общем виде формула по нахождению коэффициента наброса выглядит следующим образом:

$$k_{\text{наб}} = \frac{P_1^{\text{ПАР}} - P_1^{\text{ДАР}}}{P_2^{\text{ДАР}}}, \quad (9)$$

где  $P_1^{\text{ПАР}}$  – переток по перегружаемому элементу в ПАР;  $P_1^{\text{ДАР}}$  – переток по перегружаемому элементу в ДАР;  $P_2^{\text{ДАР}}$  – переток по отключаемому элементу в ДАР.

При расчете МДП адаптивным методом сечения АТГ Воткинской ГЭС было выявлено, что коэффициент наброса  $k_{\text{наб}}$  учитывает наброс мощности, не только протекавшей в ДАР по обмотке высшего напряжения мощности, но и протекавшей по обмотке низшего напряжения, к которой присоединены гидрогенераторы.

При проведении расчетов была получена зависимость коэффициента наброса мощности от загрузки генерирующего оборудования:

$$k_{\text{наб}} = -0,00009 \cdot (P_{\text{ГТ3(5)}} + P_{\text{ГТ4(6)}}) + b. \quad (10)$$

При этом величина выдачи мощности оставшихся в работе гидрогенераторов, подключенных к обмотке низшего напряжения оставшейся в работе АТГ, фактически не влияет на данную зависимость. В то же время, выдача мощности генерирующего оборудования, отключаемого при отключении АТГ, значительно влияет на коэффициент наброса, что отражается изменением члена  $b$  в (10). Изменение члена  $b$  в зависимости от загрузки отключаемых гидрогенераторов описывается уравнением второго порядка:

$$b = 1 \cdot 10^{-6} \cdot (P_{ГТ3(5)} + P_{ГТ4(6)})^2 - 6 \cdot 10^{-4} \times \\ \times (P_{ГТ3(5)} + P_{ГТ4(6)}) + 0,6208. \quad (11)$$

#### V. ВЫВОДЫ

Полученные расчетные формулы для определения величины МДП сечения АТГ Воткинской ГЭС минимизируют погрешность в вычислении данной величины. Внедрение данных расчетных формул в программные комплексы позволит получать значения МДП в темпе реального времени для каждой точки суточного графика, используя телеизмерения и телесигналы электросетевого оборудования, включенного в состав сечения. В таблице приведены значения МДП, полученные адаптивным и расчетным методом. Расчетное значение МДП получено согласно методическим указаниям «СО ЕЭС» по правилам определения МДП [1] при помощи программного комплекса RASTR WIN для наиболее тяжелой режимной ситуации. Значение МДП, полученное адаптивным методом, было рассчитано по формуле адаптивного расчета МДП, полученной выше, для произвольного момента времени суток. Как можно заметить, адаптивный расчет позволяет более точно определять величину МДП, так как производится учет текущей режимной ситуации.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ МДП

Генерация Воткинской ГЭС (5, 6)	МДП (адаптивный метод расчета)	МДП (расчетный метод)
0	779,25	771,00
40	676,15	668,00
80	585,81	576,00
120	501,03	494,00
160	420,15	412,00
200	325,92	319,00

#### Список литературы

- [1] СТО 59012820.27.010.001-2013. Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС».
- [2] Методические указания по устойчивости энергосистемы, утверждённые приказом Минэнерго России от 30.06.2003, № 277.
- [3] Крюков А.В. Предельные режимы электроэнергетических систем. – Иркутск: ИрГУПС, 2012. – 236 с.
- [4] Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- [5] Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем / Под. ред. Л.А. Жукова. – М.: Энергия, 1979. – 456 с.

# Оптимальная настройка автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов

Р.И. Канафеев, А. Жирнов, И. Бякина, П. Якушев, Т.Г. Климова  
НИУ «МЭИ»  
Москва, Россия

В настоящее время в энергосистеме РФ происходит активная модернизация систем возбуждения генераторов. В связи с этим возникает задача выбора новых настроек регуляторов возбуждения различного типа, обеспечивающих эффективное демпфирование электромеханических колебаний.

Рассмотрены различные методы оптимизации необходимых целевых функций, составленных на основе корневых и частотных критериев оценки параметров процесса регулирования, для качественного функционирования автоматического регулятора возбуждения синхронного генератора (АРВ СГ), работающего в разных схемно-режимных ситуациях. Произведено практическое исследование полученных настроечных параметров АРВ СГ в программно-аппаратном комплексе RTDS (Real Time Digital Simulator) по программе сертификационных испытаний, определенных в Стандарте СО ЕЭС.

На основе проведенных измерений, получаемых при моделировании различных возмущений, определены оптимальные настройки. Рассмотрены наиболее точные и быстродействующие способы их получения на основе как прямых математических методов, так и более сложных.

Выявленные быстродействующие методы поиска оптимизационных параметров АРВ СГ позволяют при изменении параметров энергосистемы рассчитывать значения коэффициентов и постоянных времени и тем самым при возникновении электромеханических колебаний обеспечивать эффективное демпфирование.

*Ключевые слова: статическая и динамическая устойчивость, АРВ, демпфирование электромеханических колебаний, воздействие системы возбуждения, системный стабилизатор (PSS), алгоритмы оптимизации.*

## Optimal setting automatic excitation controllers for synchronous generators

R.I. Kanafeev, A.D. Jirnov, I.O. Byakina, P.A. Yakushev, T.G. Klimova  
National Research University Moscow Energy University  
Moscow, Russia

At present, the power system of the Russian Federation is an active modernization of generator excitation systems. In this connection, there is the problem of choosing the new settings excitation controllers of various types to ensure effective damping of electromechanical oscillations.

Various optimization techniques required objective functions, developed on the basis of the root and frequency criteria for evaluation of parameters of the regulatory process for the proper functioning of the automatic excitation controller for synchronous generator (AEC SG), working in different scheme-regime situations. Produced practical study received AEC SG setup parameters to software and hardware complex RTDS (Real Time Digital Simulator) for program certification tests defined in Standard of System Operator of the Unified Power System.

On the basis of performed measurements obtained after simulating different perturbations are determined optimal settings. It is considered the most sensitive and rapid methods for their production, based on a direct and more complex mathematical methods.

The identified high-speed methods of search of optimal AEC SG parameters allow at changing grid settings to calculate values for the coefficients and time constants and thus in case of electromechanical oscillations to provide effective damping.

*Keywords: static and dynamic stability, AEC, damping electromechanical oscillations, excitation system performance, system stabilizer (PSS), optimization of algorithms.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в энергосистеме РФ происходит активная модернизация систем возбуждения генераторов. Модернизация обусловлена как физическим износом, так и моральным старением оборудования систем возбуждения.

Для увеличения быстродействия систем возбуждения подвергаются модернизации регуляторы возбуждения предыдущих поколений, которые заменяются современными цифровыми регуляторами возбуждения на базе микропроцессорной техники. Так, к современным регуляторам относятся, например, цифровые регуляторы возбу-

ждения АРВ-М и его модификации АРВ-2М и АРВ-3М (ОАО «Силовые машины» – филиал «Электросила»), АРВ-РЭМ (ЗАО «НЛП “НИИЭлектромаш”, “Русэлпром-Электромаш”)), АРВ-НЛ (НПО «Элсиб» КОСУР-Ц ОАО), AVR2 (ОАО (ЗАО) «Энергокомплект»), DECS-400 (Basler Electric, США), UNITROL-6000 (ABB, Швейцария), EX2100 (General Electric, США) и др.

В связи с этим ставится задача выбора новых настроек регуляторов возбуждения. Настройки АРВ должны обеспечивать демпфирование электромеханических колебаний, возникающих при различных эксплуатационных режимах и аварийных возмущениях.

Таким образом, имеется тенденция к усложнению моделей электроэнергетической системы и повышению порядка описывающих ее дифференциальных уравнений, что приводит к затруднению, а иногда и к невозможности использования стандартных средств оптимизации динамических систем.

В общем случае задача оптимизации настроечных параметров АРВ СГ является многопараметрической.

Возможности современной вычислительной техники существенно расширяют спектр методов оптимизации и имитационного моделирования элементов электроэнергетической системы. Так, например, программно-аппаратный комплекс RTDS, на котором произведено практическое исследование полученных настроечных параметров АРВ СГ, обоснованное в данной статье, производит расчет и опробование настроечных параметров АРВ СГ на различных стандартизованных схемах испытаний, описанных в стандарте [1].

До сих пор для настройки регуляторов использовались классические методы, в которых составлялась целевая функция для оптимизации качества функционирования АРВ СГ, работающего в разных схемно-режимных ситуациях. Данная методика состоит в последовательном выборе значений коэффициентов в рабочем канале АРН, а также во внутреннем и внешнем канале системного стабилизатора PSS при условии снижения электромеханических колебаний на каждом этапе выбора параметров.

К известным методам составления целевых функций относятся методы, основанные на корневых и частотных критериях оценки качества регулирования.

В данной статье рассматриваются как традиционные методики настройки АРВ СГ, так и методы многопараметрической оптимизации. Исследование основано на сравнении различных алгоритмов оптимизации, базирующихся как на классических методах (например, градиентных), так и на методе оптимизации, имитирующем эволюционные механизмы живой природы (генетический алгоритм).

## II. ЭТАПЫ НАСТРОЙКИ АРВ СГ

Под наилучшим качеством переходного процесса понимается минимум его длительности, минимум перерегулирования и максимум коэффициента демпфирования.

При объединении в единую функцию данных характеристик формируется числовая характеристика качества переходного процесса. Точка в плоскости параметров АРВ, соответствующая минимальному значению этой характеристики, определяет оптимальные настройки АРВ СГ.

Первый этап настройки включает в себя экспериментальное определение частотных характеристик сертификационной схемы [1] (смоделированной на программно-аппаратном комплексе RTDS), знание которых необходимо для настройки АРВ.

Второй этап – формирование функции оптимальной настройки АРВ, включающей все параметры переходного процесса и соответственно целевой функции для последующего использования в различных алгоритмах оптимизации.

Для оценки качества регулирования в случае ступенчатого входного сигнала в данной работе используются интегральные критерии, учитывающие площадь на интервале времени  $t_p$ , ограниченную переходным процессом  $y(t)$ .

Рассмотрим координацию настроек регулятора возбуждения генераторов с помощью различных функций оптимизации, представленных в пакете прикладных программ MatLab.

## III. МНОГОМЕРНЫЕ МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ

В данной работе анализируются многомерные методы оптимизации:

- 1) симплексный алгоритм Нелдера – Мида (функция `fminsearch`);
- 2) гладкая оптимизация (функция `fminunc`);
- 3) условная оптимизация (функция `fmincon`);
- 4) метод прямого поиска (функция `patternsearch`);
- 5) генетический алгоритм (функция `GA`).

Для расчетов выбран генератор, работающий на шины станции, входящей в сертификационную схему. Генератор оснащен микропроцессорным автоматическим регулятором возбуждения типа АРВ-М. Данный регулятор возбуждения установлен на многих электростанциях в энергосистеме РФ.

К оптимизации принят следующий набор параметров:

- коэффициент  $K_{0и}$  и постоянная времени  $T_{и}$  рабочего канала;
- коэффициенты внутреннего канала стабилизации  $K_{1U}$  и  $K_{1I}$ ;
- коэффициенты внешнего канала стабилизации  $K_{0F}$  и  $K_{1F}$ .

Функция минимизации (целевая функция) включает в себя три слагаемых – это значения интегралов от модуля переходного процесса по частоте, по напряжению на шинах генератора и коэффициент, увеличивающий значение целевой функции, если выбраны настроечные параметры, при которых АСР находится в области неустойчивости согласно критерию Найквиста.

В ходе исследований и проведенных экспериментальных испытаний на смоделированных с помощью RTDS сертификационных схемах согласно [1] было выявлено, что коэффициенты рабочего канала АРН и коэффициенты PSS должны настраиваться отдельно. Это обусловлено качественными различиями между данными каналами.

Включение генератора в работу происходит без задействования внешнего и внутреннего каналов PSS, а только



с включенным каналом АРН, что также говорит в пользу раздельной настройки.

Таким образом, первой определяется область устойчивости по коэффициенту усиления канала напряжения  $K_{0U}$  и постоянной интегрирования  $T_{и}$ , затем выбираются коэффициенты каналов стабилизации.

С помощью программных средств MatLab построены двумерные области устойчивости для двух пар коэффициентов:

- внутренний канал стабилизации  $K_{1U}$  и  $K_{1I}$  (рис. 1);
- внешний канал стабилизации  $K_{0F}$  и  $K_{1F}$  (рис. 2).

Здесь тонкие линии отмечают одинаковые значения целевой функции, а красная сетка показывает область неустойчивости АСР. Цвета маркеров «типовой» и полученной настройки на рис. 1 и 2 соответствуют цветам на осциллограмме.

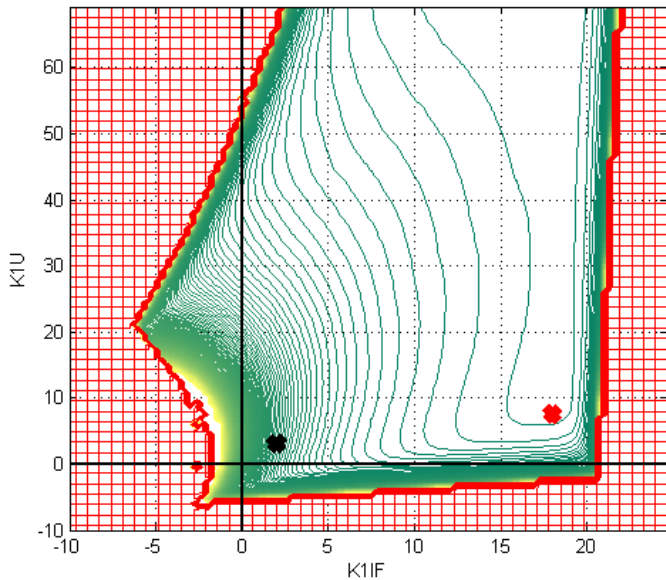


Рис. 1. Область устойчивости по коэффициентам внутреннего канала

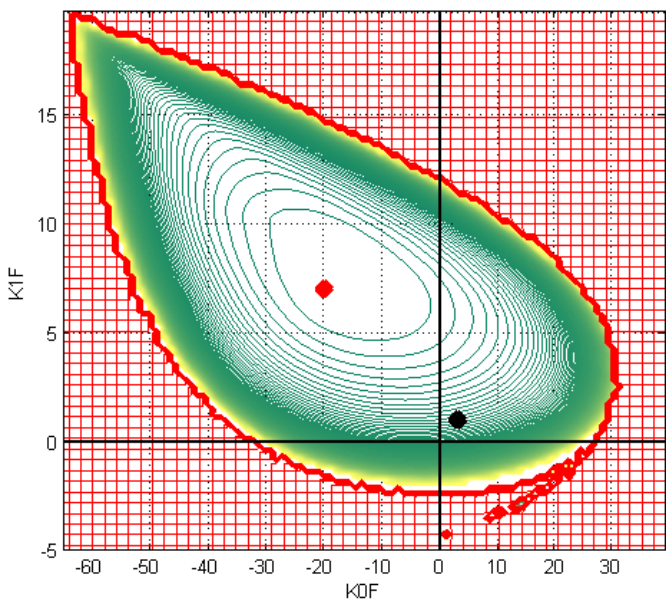


Рис. 2. Область устойчивости по коэффициентам внешнего канала

Таким образом, опираясь на полученные контуры устойчивости и анализируя кривые графиков оптимизации, а также быстроту схождения к минимуму, можно сделать вывод, что лучшие настроечные параметры были получены с помощью функций `fmincon` и `GA`.

Функции оптимизации, такие как `fminunc` и `fminsearch`, в многопараметрической оптимизации показали себя не с лучшей стороны, хотя и с их помощью были получены минимальные значения целевой функции. Это объясняется тем, что значения параметров оптимизации выходили за пределы допустимых значений, так как данные функции не имеют ограничений.

Напротив, при рассмотрении двухпараметрической оптимизации `fminunc` и `fminsearch` за счет быстрой сходимости показали достаточно конкурентоспособные результаты.

АРВ-М с полученными в результате оптимизации на основе применения генетического алгоритма настройками была опробована на смоделированной сертификационной схеме в программно-аппаратном комплексе RTDS.

В таблице представлены значения оптимизированных параметров АРВ-М в сравнении с типовыми значениями.

ЗНАЧЕНИЯ ОПТИМИЗИРОВАННЫХ ПАРАМЕТРОВ РЕГУЛЯТОРА АРВ-М

Параметр	Базовая настройка	Настройка после оптимизации
$K_{0U}$	15	15
$T_S$	1	2
$K_{1U}$	3	7,6
$K_{0F}$	3	-20
$K_{1F}$	1	7
$K_{1I}$	2	18

Снятые осциллограммы изменения напряжения и частоты на шинах генератора с типовыми и оптимизированными настройками АРВ-М приведены на рис. 3 и 4.

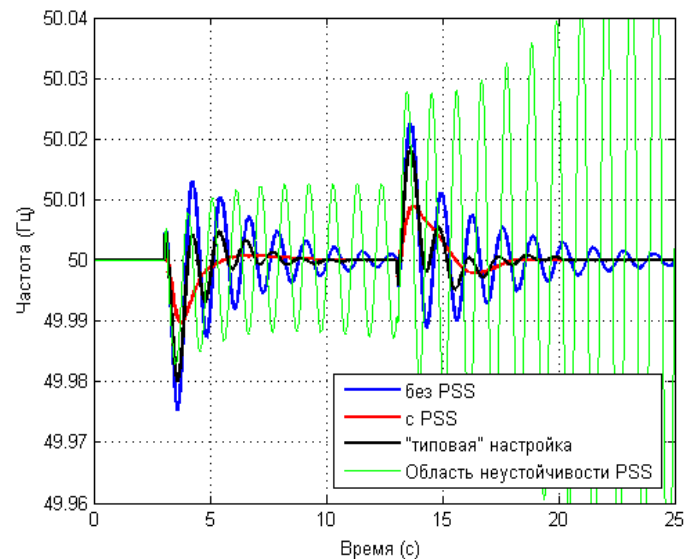


Рис. 3. Частота на шинах генератора при ступенчатом воздействии



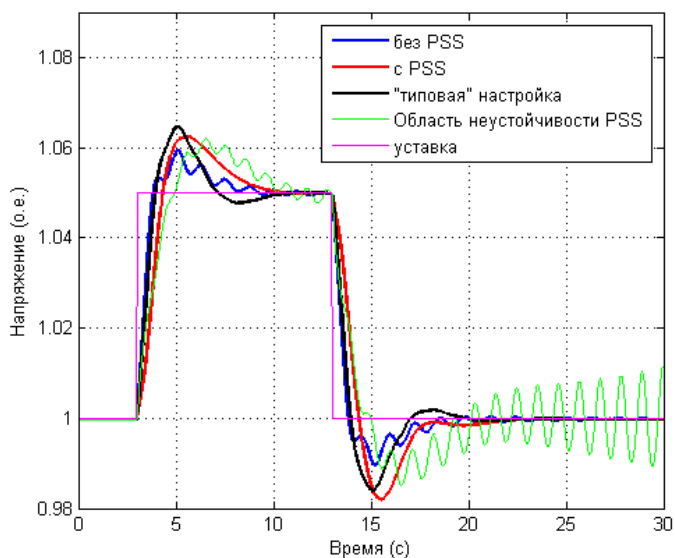


Рис. 4. Напряжение на шинах генератора при ступенчатом воздействии

Приведенные осциллограммы свидетельствуют о том, что при изменении уставки напряжения генератора на 5 % при задействованных каналах стабилизации PSS наблюдается повышение качества демпфирования электромеханических колебаний частоты в сравнении с переходным процессом без использования PSS и «типовой» настройкой.

В свою очередь, при рассмотрении кривых напряжения на шинах генератора при этом же возмущении большее перерегулирование и время установки заданного значения имеет переходный процесс, снятый при включённых каналах PSS, что имеет отрицательный эффект.

#### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выбор настроек АРВ методом оптимизации по интегральному критерию обеспечил повышение качества демпфирования электромеханических колебаний по сравнению с применением «типовой» настройки.

Таким образом, выбор настроек регулятора АРВ-М, выполненный данным методом, позволил значительно расширить область колебательной устойчивости. Расширение области колебательной устойчивости позволит обеспечить демпфирование электромеханических колебаний в большем диапазоне схемно-режимных условий.

Решение, получаемое в результате работы ГА, максимально приближено к точному глобальному оптимуму, которое возможно получить за время, затраченное на ра-

боту оптимизационной процедуры. Однако для задачи выбора настроек АРВ генератора данный недостаток применения ГА не является существенным, так как схемно-режимные условия работы энергосистем непостоянны и соответственно получение точного глобального оптимума, обеспечивающего наилучшее качество демпфирования электромеханических колебаний в конкретном режиме или ряде режимов, нецелесообразно.

Применение ГА для решения оптимизационных задач имеет ряд преимуществ перед традиционными методами оптимизации, позволяющих эффективно применять ГА для решения практических задач оптимизации.

Дальнейшая работа направлена на создание гибридных алгоритмов оптимизации для уменьшения времени расчета не только коэффициентов усиления каналов PSS, но и их постоянных времени.

На основании данных исследований возможна разработка адаптивно-настраиваемого АРВ в зависимости от параметров низкочастотных колебаний в энергосистеме.

#### Список литературы

- [1] СТО 59012820.29.160.20.001-2012. Стандарт организации. Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов. – М., 2012.
- [2] Курейчик В.В., Курейчик В.М. Генетические алгоритмы. – М.: Физматлит, 2006.
- [3] Арцишевский Я.Л., Климова Т.Г., Жуков А.В., Сацук Е.И., Расщепляев А.И. Использование программно-аппаратного комплекса RTDS для анализа функционирования автоматических регуляторов возбуждения. Создание тестовых схем // Энергетик. – 2013. – № 9.
- [4] Сорокин Д.В. Выбор настроек АРВ генераторов сложной энергосистемы на основе применения генетического алгоритма и методов модального анализа: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Д.В. Сорокин; СПбГПУ; науч. рук. С.В. Смоловик. – Санкт-Петербург, 2009.
- [5] Xiao J., Han J., Wu J. Dynamic tracking of low-frequency oscillations with improved prony method in wide-area measurement system // IEEE Power Meeting. – Denver, 2004.
- [6] Task Force on Identification of Electromechanical Modes, Identification of Electromechanical Modes in Power Systems, IEEE Task Force Report, 2012.
- [7] 421.2-2014-IEEE Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems.
- [8] Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учеб. для электроэнерг. спец. вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1985. – 536 с.

# Исследование методики настройки противоаварийной разгрузки турбогенератора

А.В. Киевец, А.С. Гусев, А.Ю. Пищулин

ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»  
Томск, Россия  
Kievetc.a.v@gmail.com

Эффективность современных систем противоаварийной разгрузки турбин, необходимой при возникновении избытка генерируемой мощности в электроэнергетической системе (ЭЭС), в значительной мере зависит от параметров импульсного управляющего сигнала: величины управляющего воздействия, задаваемого количеством неравномерностей, и его длительности для обеспечения требуемой скорости и глубины разгрузки турбины; алгоритма снятия сигнала, состоящего из его уменьшения до определённого уровня и последующего экспоненциального обнуления для минимизации амплитуды и длительности качаний. Условием успешного решения данной задачи является применение в средствах моделирования ЭЭС достаточно полной математической модели системы противоаварийного управления, позволяющей проводить исследования по определению оптимальных параметров управляющего сигнала. Используемые компьютерные программы расчетов режимов и процессов в ЭЭС не обеспечивают требуемого решения обозначенной задачи, и поэтому указанное всестороннее исследование является актуальным для науки и практики. При выполнении данной работы использовались методы теории автоматического управления и математического моделирования, а также современные программно-технические средства расчета режимов, процессов в ЭЭС и созданный в Томском политехническом университете всережимный моделирующий комплекс реального времени ЭЭС. Полученные результаты исследований и использованные средства их проведения позволяют сформировать методику эффективной настройки автоматики противоаварийной импульсной разгрузки турбины. Разработанная методика обеспечивает возможность обоснованного задания оптимальных параметров импульсного противоаварийного управляющего воздействия разгрузки турбогенераторов.

*Ключевые слова: управляющий сигнал, неравномерность, математическая модель, разгрузка турбины.*

## Researching of a technique of setting emergency unloading of turbine generator

A.V. Kiyevets, A.S. Gusev, A.U. Pishchulin

Tomsk Polytechnic University  
Tomsk, Russian Federation  
Kievetc.a.v@gmail.com

The effectiveness of Emergency Control Automatics unloading turbines unloading, which is necessary an amount of excess generation capacity in the electric power system (EPS), largely depends on the parameters of the pulse control signal: the amount of control, define the number of irregularities, and its duration to provide the required turbine speed and the depth of unloading; algorithm of signal release, consisting of its reduction to a certain level and the subsequent exponential reset; removal algorithm signal, consisting of its reduction to a certain level and subsequent exponential nulling, to minimize the amplitude and duration of the swaying. The condition for the successful solution of this problem is the use of simulation tools in EPS sufficiently complete mathematical model of emergency control system, allowing conducting studies to determine the optimal parameters of the control signal. Utilized computer programs do not provide the required solutions designated tasks. Therefore, shown a comprehensive study is relevant to the science and practice. In carrying out this work were used methods of automatic control theory and mathematical modeling, as well as advanced software and hardware of calculation regimes and processes in ESP and created in Tomsk Polytechnic University real-time all-mode modeling complex of power system. The results of research means allow to form an effective method of emergency control of automation impulse turbine discharge. The developed methods and the used tools for its implementation enable sound setting optimal parameters of impulse control action of emergency unloading of turbine-generator set.

*Keywords: control signal, the irregularities, a mathematical model, unloading of the turbine.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Одним из наиболее эффективных способов устранения возникшего аварийного избытка мощности является противоаварийная разгрузка турбин, применяемая на турбогенераторах, состоящая из автоматической импульсной разгрузки (АИР) для сохранения динамической устойчи-

вости, и длительной разгрузки турбин (ДРТ) для сохранения статической устойчивости послеаварийного режима. Для эффективной АИР необходимо подобрать параметры управляющего импульса, характеризуемого значением уровня сигнала, его длительностью и характером снятия управляющего воздействия. Уровень определяет скорости перемещения поршня сервомотора, регулирующих клапанов,

снижения момента и мощности турбины, длительность обеспечивает необходимую глубину разгрузки турбины.

Снятие управляющего воздействия характеризует переходный процесс установления послеаварийного уровня нагрузки, задаваемого сигналом ДРТ на механизм управления турбиной (МУТ), подаваемым параллельно сигналу АИР.

Определение параметров импульса АИР является наиболее сложной задачей. Ввиду недопустимости натуральных экспериментов, условием успешного решения является применение в средствах моделирования ЭЭС адекватной математической модели первичного двигателя, особенно турбины и системы автоматического регулятора частоты и мощности турбины (АРЧМТ), позволяющей проводить исследование по определению оптимальных параметров управляющего сигнала.

## II. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Достоверность результатов зависит от полноты и адекватности математических моделей всех элементов ЭЭС: первичного двигателя, автоматического регулятора частоты и мощности турбины, котлоагрегата и т.д., также необходимы современные программно-аппаратные средства реализации этих моделей (рис. 1, 2).

Из моделируемой централизованной системы противоаварийного управления (МЦСПУ) ЭЭС поступает сигнал на  $K_p$  – коэффициент, программно формирующий управляющий импульс противоаварийной АИР (рис. 3).

Здесь  $N_1$  – величина импульса, измеряемая в неравномерностях (НВ). Величина сигнала, определяемая для каждой конкретной задачи, обычно составляет 2-4 ед. Использование чрезмерного НВ нецелесообразно, так как это может привести к выходу оборудования из строя или сокращения ресурса его работы. Параметр  $\tau_{АИР}$  – длительность сигнала. Рассчитывается для каждой конкретной задачи, составляет 0,1-0,4 с и определяет глубину разгрузки турбины: чем больше длительность импульса, тем больше разгрузится турбина. Параметр  $N_0$  – величина снятия сигнала, обычно равна 1 неравномерности. Последующее снятие управляющего воздействие происходит по экспоненциальному закону:

$$N_0 \cdot e^{-\frac{t}{\tau_{АИР}}},$$

где  $\tau_{АИР} = 1...4$  с. Такой способ обнуления сигнала необходим для минимизации качаний ротора.

Сигнал АИР подается на усилитель – электрогидравлическую приставку (ЭГП), состоящую из обмотки электромагнита и ярма, соединенного с поршнем сервомотора. На внешний вход усилителя подается сигнал АИР, и в обмотке возникает электрический ток, порождающий магнитное поле, которое с усилием выталкивает ярмо, тем самым передвигая поршень сервомотора и клапана, регулирующего подачу теплоносителя в турбину.

В существующей автоматике АРЧМТ могут быть сформированы 3 варианта АИР с различными параметрами управляющего импульса. При возникновении аварии централизованной системой противоаварийного управления выбирается один, наиболее подходящий сигнал АИР.

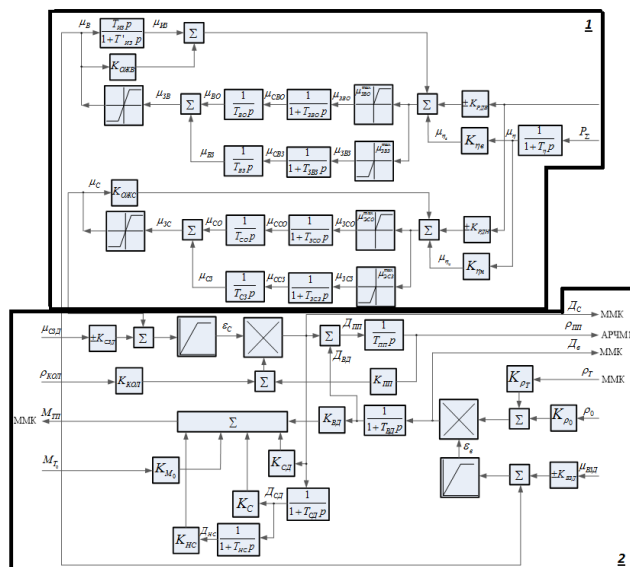


Рис. 1. Математическая модель паровой турбины с гидравлическими исполнительными элементами: 1 – гидравлические исполнительные элементы; 2 – турбина

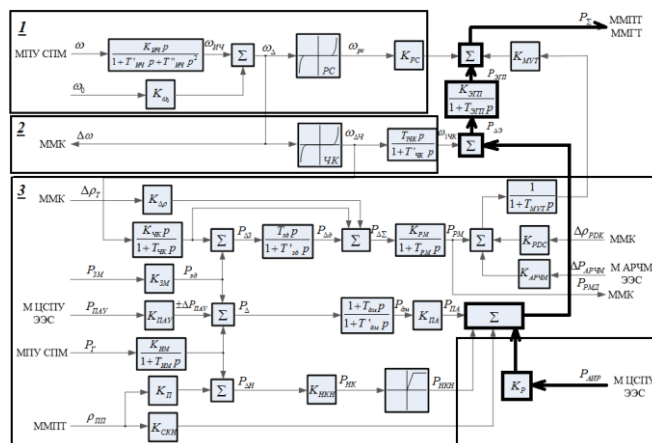


Рис. 2. Структурная схема математической модели автоматических систем регулирования частоты и мощности турбин с выделенным каналом АИР: 1 – регулятор частоты; 2 – частотный корректор; 3 – регулятор мощности

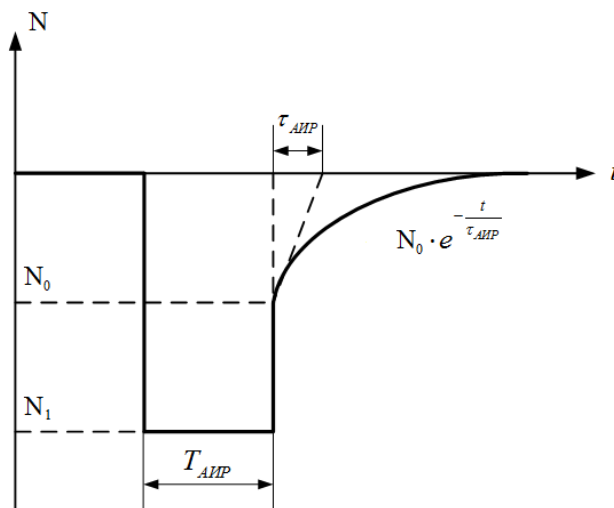


Рис. 3. Управляющий сигнал АИР

### III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Ниже представлены осциллограммы, полученные без применения АИР и с его использованием.

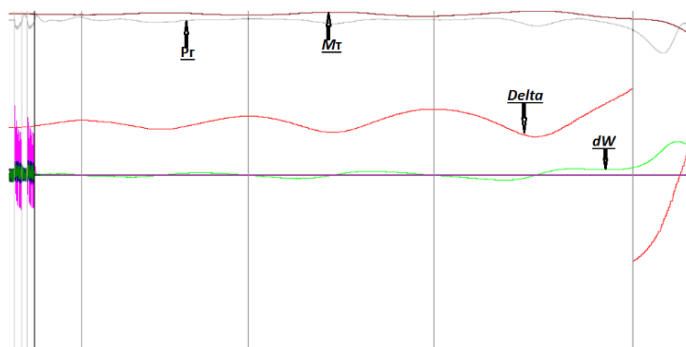


Рис. 4. Аварийный процесс без АИР и послеаварийное управление (ПАУ) ДРТ:  $M_t$  – момент турбины энергоблока;  $P_g$  – электромагнитная мощность генератора;  $dW$  – отклонение частоты;  $\Delta$  – взаимный угол э.д.с. относительно напряжения шин

Осциллограмма на рис. 4 показывает, что после аварии возникают нарастающие синхронные качания. Увеличивается амплитуда  $dW$  и  $\Delta$ , которые через два цикла качаний на третьем свидетельствуют о потере устойчивости.

Однако в противоположность предыдущему процессу, который закончился асинхронным режимом, из осциллограмм на рис. 5 видно, что своевременное действие АИР позволило снизить и остановить нарастание  $\Delta$ ,  $dW$ , а ПАУ ДРТ обеспечило установление нового, устойчивого, сбалансированного послеаварийного режима.

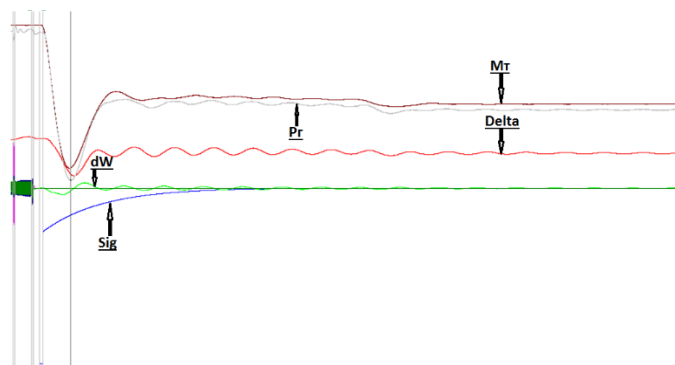


Рис. 5. Аварийный процесс с использованием АИР и ПАУ ДРТ

При этом из осциллограмм следует, что противоаварийная разгрузка произошла с незначительным перерегулированием и приемлемым временем установления (затухания) переходных процессов. Кроме того, на основе осциллограмм можно сделать вывод о близости значений настроечных параметров АИР и ПАУ ДРТ, а также импульсной характеристики турбины разгружаемого энергоблока к оптимальным для данного динамического перехода.

### Список литературы

- [1] Иофьев Б.И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем. – М.: Энергия, 1974. – 416 с.
- [2] Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.
- [3] Боровиков Ю.С. Мультипроцессорная моделирующая система реального времени электроэнергетических систем с активно-адаптивными сетями. – Новосибирск, 2013. – 273 с.

# Оптимизация работы автоматики ограничения перегрузки линий электропередачи

В.А. Кизин

Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Кубани»  
Краснодар, Россия  
kizinva@kuban.so-ups.ru

Для защиты воздушных линий электропередач от недопустимой по значению и длительности токовой нагрузки широкое применение получила автоматика ограничения перегрузки оборудования, имеющая характеристику срабатывания по току, зависящую от температуры. Опыт эксплуатации показал необходимость доработки и оптимизации логики работы данного типа устройства противоаварийной автоматики с целью исключения неправильной или излишней работы при пограничных значениях контролируемых параметров тока и температуры защищаемого элемента. Требуется уточнить коэффициент возврата токовых измерительных органов. Проведено исследование климатических условий.

*Ключевые слова: автоматика ограничения перегрузки оборудования, коэффициент возврата, климатические условия.*

## Optimization of operation automatics limitation overload of equipment overhead power lines

V.A. Kizin

Branch of JSC «SO UES», «Regional dispatch control grid of Kuban»  
Krasnodar, Russia  
kizinva@kuban.so-ups.ru

For the protection of overhead power lines from inadmissible on the value and duration of the current load of extensive use of automation has received limited equipment overload, which has the characteristic response current depending on the temperature. Operating experience has shown the need to refine and optimize the logic of this type of emergency control devices in order to avoid incorrect or unnecessary work at boundary values of controlled parameters and the current temperature of the protected element. Required to clarify the current rate of return measuring elements. A study of the climatic conditions.

*Keywords: automatics limitation overload of equipment, return ratio, climatic conditions.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Рост потребления электроэнергии – одна из основных тенденций развития мировой экономики. С целью обеспечения потребителей электроэнергией в нужном объеме и надлежащего качества требуется развитие распределительной электрической сети и увеличение генерирующих мощностей. В части реконструкции сети существуют следующие проблемы:

- строительство новых ЛЭП и замена оборудования распределительной сети не всегда являются экономически целесообразными;
- поэтапное выполнение реконструкции сети приводит к временному режиму работы одной или нескольких линий электропередач с величиной тока, близкой к максимально допустимой.

В итоге появляется проблема, связанная с токовым перегрузом. Для решения этой проблемы широкое применение получила АОПО – автоматика ограничения перегрузки оборудования [1]. Данная автоматика прошла путь модернизации от электромеханического устройства с прин-

ципом работы по величине тока до микропроцессорного устройства с датчиками температуры наружного воздуха, имеющего характеристику срабатывания по току, зависящую от температуры.

В настоящее время функции АОПО реализуются в микропроцессорных терминалах российского и зарубежного производства. По принципу функционирования АОПО можно разделить на два вида:

1. АОПО без учета температуры окружающей среды. В устройствах такого типа влияние температуры закладывается при определении уставок (величины тока срабатывания). Автоматика выполняется с тремя группами уставок: зима, межсезонье и лето. Переход между сезонными уставками осуществляется переключением оперативного элемента по распоряжению диспетчера.

2. АОПО с учетом температуры окружающей среды (рис. 1) при помощи ДТНВ (датчика температуры наружного воздуха). Принцип работы основывается на одной из двух характеристик тока срабатывания от температуры окружающего воздуха. При работе по «ступенчатой» характеристике

## II. ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Опыт эксплуатации в тяжелых условиях электроснабжения полуострова Крым на первых этапах ввода в работу электросетевого энергомота «Российская Федерация – полуостров Крым» показал необходимость доработки и оптимизации логики работы АОПО для ВЛ с целью исключения неправильной или излишней работы при пограничных значениях параметров срабатывания тока и температуры защищаемого элемента.

Рассмотрим два случая работы АОПО для ВЛ 110 кВ и 220 кВ:

1. Работа АОПО при перегрузе ВЛ 110 кВ. ВЛ 110 кВ выполнена проводом марки АС-150 протяженностью 20 км. Функция АОПО выполнена с настройкой:

- коэффициент возврата токовых органов  $K_{\text{воз}} = 0,95$ ;
- рабочая характеристика АОПО ступенчатая;
- в устройствах АОПО, находящихся в эксплуатации, при определении уставок срабатывания задаются наихудшие условия охлаждения провода, при этом скорость ветра принимается равной 0,6 м/с [2].

На момент возникновения аварийного режима температура окружающего воздуха составляет  $+7\text{ }^{\circ}\text{C}$ , скорость ветра – 8 м/с. Фактическая токовая нагрузка 526 А превысила уставку 1-й ступени АОПО ВЛ 110 кВ на величину 6 А. Произошло срабатывание АОПО, после выдержки времени 1200 с (20 мин) произведен пуск команды ОН (отключение нагрузки). При этом в течение набора выдержки времени фактическая токовая нагрузка находилась в пределах от 500 до 525 А (рис. 2), что выше уставки возврата, которая составляет 495 А при коэффициенте возврата 0,95.

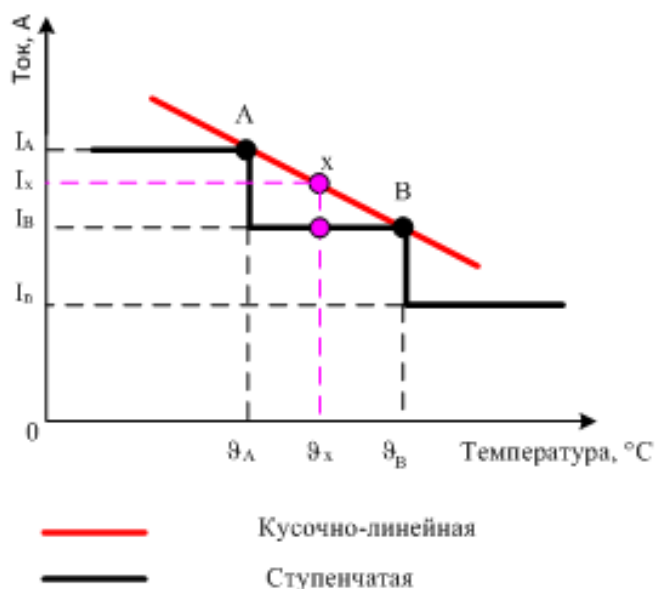


Рис. 1. Функция работы АОПО с учетом температуры наружного воздуха

уставка срабатывания величины тока определяется интервалом температур между заданными узловыми точками. При использовании «кусочно-линейной» рабочей характеристики выбор уставки срабатывания АОПО в диапазонах температур между узловыми точками определяется путем линейной интерполяции. Из рис. 1 видно, что кусочно-линейная функция является адаптивной к изменению температуры в диапазонах заданных узловых значений, в отличие от дискретной перестройки при ступенчатой характеристике.

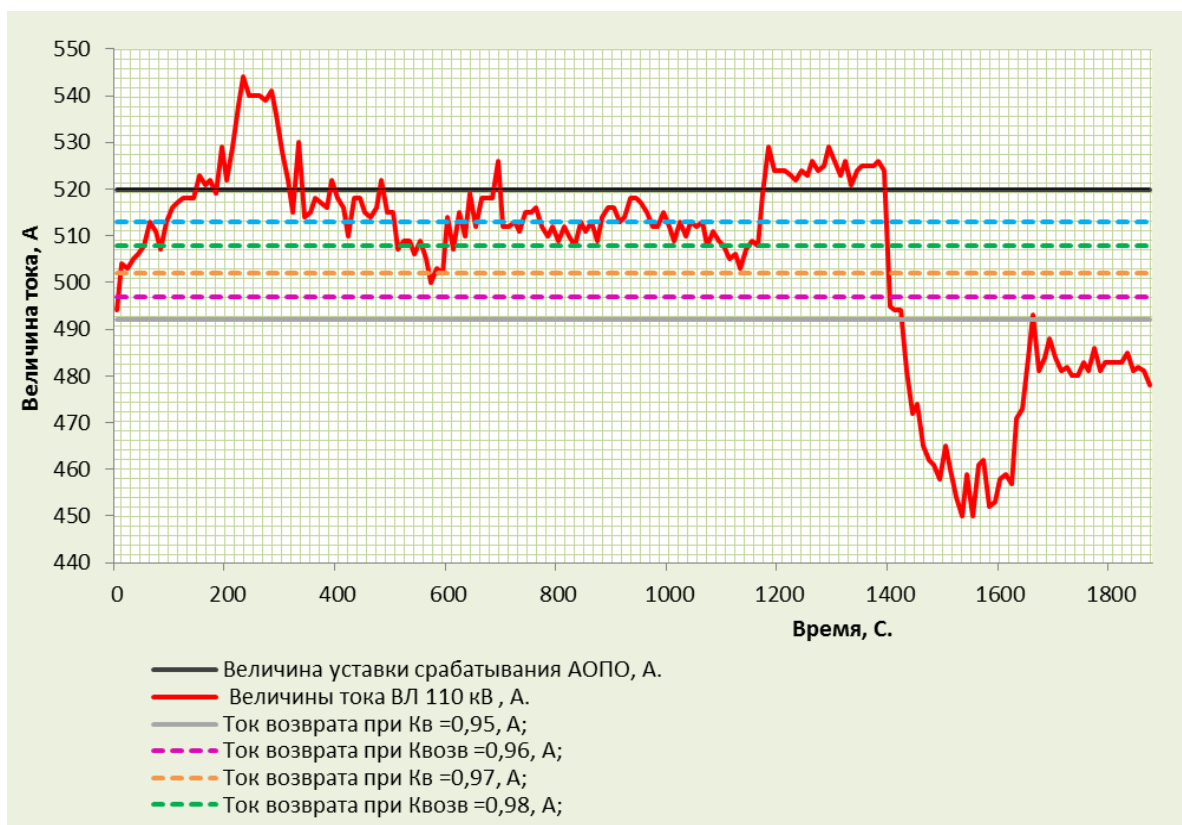


Рис. 2. Диаграмма нагрузки ВЛ 110 кВ в процессе работы АОПО



2. Работа АОПО при перегрузе ВЛ 220 кВ. ВЛ 220 кВ выполнена проводом марки АС-300/39 протяженностью 90 км. Функция АОПО выполнена с настройкой:

- коэффициент возврата токовых органов  $K_{\text{воз}} = 0,95$ ;
- рабочая характеристика АОПО кусочно-линейная;
- наихудшие условия охлаждения провода, при этом скорость ветра принимается равной 0,6 м/с [2].

На момент возникновения аварийного режима температура окружающего воздуха составляет  $+10,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ , скорость ветра – 5 м/с, что соответствует уставке срабатывания 1-й ступени АОПО – 786 А. Фактический ток по ВЛ достигал 788 А. Была превышена уставка 1-й ступени АОПО ВЛ 220 кВ на величину 2 А. Произошло срабатывание АОПО. Через 9 с сработала сигнальная ступень. После выдержки времени 1-й ступени произведен пуск команды ОН. В период времени набора выдержки времени 1200 с (20 мин) ток по ВЛ 220 кВ изменялся в пределах от 765 до 820 А, что не достаточно для возврата сработавшего пускового органа АОПО. При  $K_{\text{воз}} = 0,95$  и температуре  $10,5\text{ }^{\circ}\text{C}$  ток возврата составляет 749 А. Максимальное значение тока было зафиксировано на фазе С (рис. 3).

В обоих случаях автоматика отработала верно, согласно заданным настройкам. Процессы развития аварийного перегруза имеют аналогичные токовые диаграммы, представленные на рис. 2 и 3. Срабатывание происходит при достижении уставки по току при соответствующей температуре наружного воздуха. Далее происходит снижение величины тока ниже уставки срабатывания, но не достигает уставки возврата, что приводит к отключению нагрузки по завершении набора выдержки времени. Определение величины коэффициента возврата для АОПО не имеет точных указаний в нормативных документах. Диапазон регулирования в терминалах разных производителей позволяет выставлять  $K_{\text{воз}} = 0,99$ . Данная величина позволит исключить отключение нагрузки при пограничных условиях срабатывания длительно допустимой ступени АОПО. Обусловлено это тем, что выдержка времени длительных ступеней составляет порядка 20 мин, в этом интервале времени не учитывается снижение величины тока, если её величина не достигла уставки возврата. Реальные погодные условия (рис. 4) оказывают гораздо больший охлаждающий эффект, чем это заложено в процессе расчета параметров настройки АОПО [3].

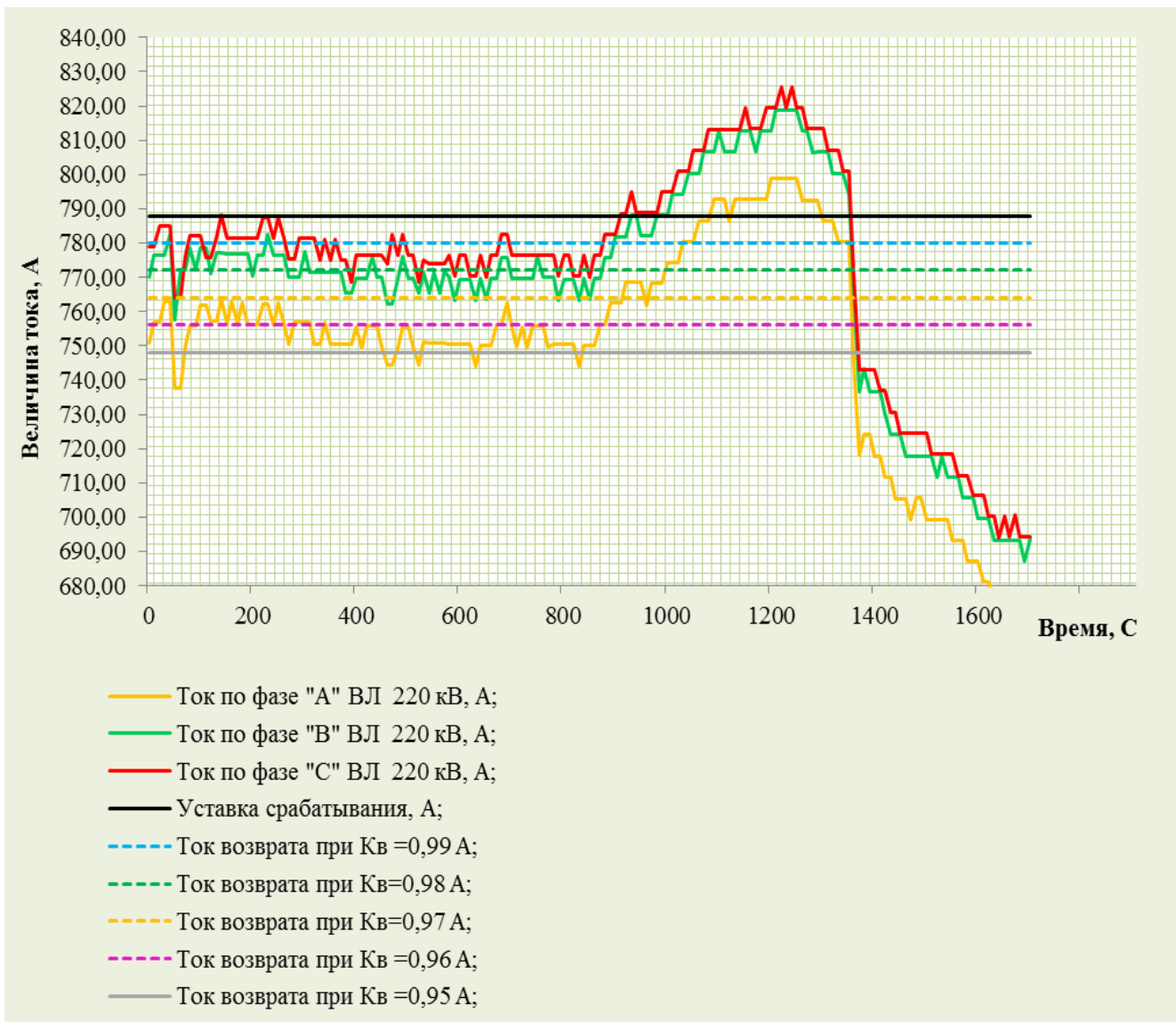


Рис. 3. Диаграмма нагрузки ВЛ 220 кВ в процессе работы АОПО

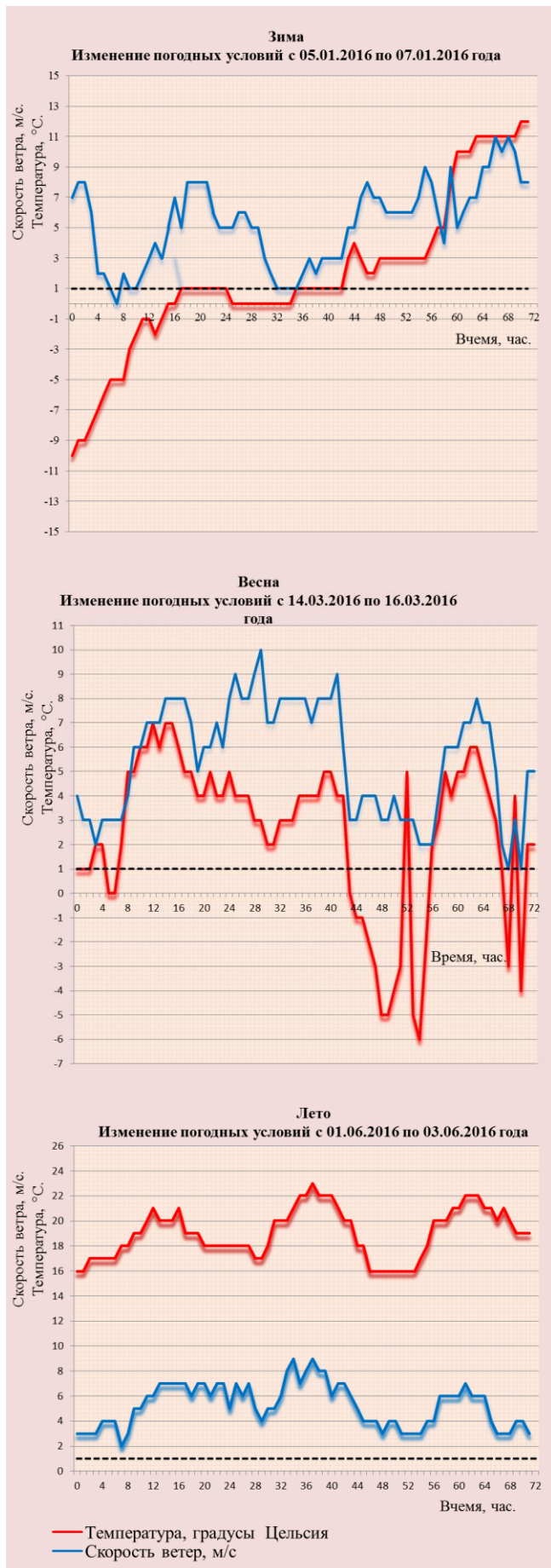


Рис. 4. Погодные условия

Продолжительность периодов наблюдения (рис. 4) соответствует периоду времени работы устройств АОПО, рассмотренных ранее и представленных на рис. 2 и 3. Место регистрации метеорологических данных выбрано исходя из географического расположения рассмотренных ВЛ.

По результатам наблюдения можно сделать выводы о динамичности изменения параметров окружающей среды. На рис. 4 видно, что действительная скорость ветра в несколько раз превышает заложенную в работу автоматики, равную 0,6 м/с, что не позволяет более полно использовать пропускную способность ВЛ.

### III. Выводы

1. Необходимо разработать методику определения коэффициента возврата, а также пересмотреть величину данного параметра в устройствах, находящихся в эксплуатации. Данные мероприятия позволят уже сейчас повысить эффективность автоматического противоаварийного управления за счет снижения объема отключаемой нагрузки при срабатывании в пограничных условиях.

2. Требуется установка датчиков скорости ветра и актуализация логики работы АОПО совместно с ними, что позволит дополнительно увеличить пропускную способность ВЛ.

### Список литературы

- [1] ГОСТ Р 55105-2012. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем.
- [2] ГОСТ-839-80. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи.
- [3] Сацук Е.И., Лужковский Ю.И., Засыпкин А.С., Тетерин А.Д. Алгоритмы адаптивной автоматики ограничения перегрузки воздушной линии электропередачи с контролем температуры провода // Энергетик. – 2015. – № 12. – С. 8–12.



# Эффективные методы определения однофазного замыкания на землю на ВЛ 6(10) кВ

И.Р. Кирамов, В.В. Горбунов  
ООО «Электро-ЭнергоСервис»  
Альметьевск, Российская Федерация  
freedom.irik@gmail.com gorbunov.vitalii@mail.ru

В данной работе представлены эффективные методы по определению однофазного замыкания на землю и определения места повреждения в распределительных сетях 6(10)-35 кВ ПАО «Татнефть».

*Ключевые слова: однофазное замыкание на землю, ОЗЗ, определение места повреждения, ОМП, ВЛ 6(10) кВ, ВЛ 35 кВ.*

## Effective methods of definition of single-phase short circuit on the earth on VL 6(10) of kV

I.R. Kiramov, V.V. Gorbunov  
LLC «Electro-Energoservice»  
Almetyevsk Russian Federation  
freedom.irik@gmail.com gorbunov.vitalii@mail.ru

In this work effective methods by definition of single-phase short circuit on the earth and definitions of the place of damage to distributive networks 6 (10)-35 of kV of PJSC Tatneft are presented.

*Keywords: short circuit on the earth, OZZ, definition of the place of damage, OMP, VL 6(10) of kV, VL 35 of kV.*

### I. АВАРИЙНОСТЬ НА ВЛ 6(10) КВ

Воздушные линии напряжением 6(10) кВ составляют основу распределительных электрических сетей ПАО «Татнефть» и имеют протяжённость более 14 тыс. км.

Значительная часть этих линий выработала свой ресурс, что приводит в среднем к 7-8 отключениям в год на 100 км ВЛ и времени простоя ВЛ 6(10) кВ в районе 2 и более часов (зафиксированы случаи поиска нарушений по 9,11 и 18 ч) с общим годовым недобором нефти порядка 5 – 8 тыс. т. Обнаружить причину аварийного отключения после успешного АПВ крайне затруднительно, особенно при наличии подключенных субабонентов. Определить присоединение и локализовать место повреждения при перемежающемся ОЗЗ практически невозможно. Необходимо дожидаться, пока не установится режим постоянного ОЗЗ. Для определения, на каком из присоединений ОЗЗ в 2015 г. отключались 252 линии с дополнительными потерями нефти на 595 т, в настоящее время в воздушных распределительных сетях используются методы ОМП, которые по алгоритму функционирования можно разделить на дистанционные (ДМ), топографические (ТМ) и методы последовательного деления сети (МПДС).

Дистанционные методы применяются для определения расстояния до места междуфазного КЗ имеют низкую точность измерения в связи с погрешностями датчиков токов и напряжений. Топографические методы используют последовательный обход сети, на который затрачива-

ется много времени. Методы последовательного деления сети позволяют выделить лишь поврежденный участок сети и требуют минимального времени для определения места повреждения.

### II. ПУТИ РЕШЕНИЯ

Эффективно внедренных решений по определению места повреждения в линиях напряжений 6(10) кВ при большой протяженности и разветвленности сетей практически нет в виду того, что распределительные сети напряжением 6(10) кВ имеют специфические особенности по сравнению с сетями более высокого напряжения, которые почти исключают возможность применения для них методов ОМП, используемых в сетях более высокого напряжения. Токи замыкания на землю в сетях 6(10) кВ ПАО «Татнефть» относительно невелики. На сегодняшний день многие исследовательские центры предлагают всевозможные пути решения для определения места возникновения аварий. Рассмотрены приборы разных изготовителей, таких как «Бреслер», «Антракс», «Механотроника», устройства ИВА, ИПВЛ, КВАНТ К, КВАНТ+, ИКЗ и многие другие.

После анализа рассмотрены следующие варианты решения: блок функционального контроллера завода-изготовителя «Механотроника», г. Санкт-Петербург, устройство ИКЗ-3 научного центра «Антракс», г. Фрязино, и прибор «Вектор», г. Киров.

### III. ПРОВЕДЕННЫЕ ОПЫТЫ

Для определения эффективности применения системы функционального контроллера был проведен комплекс лабораторных и натурных испытаний на подстанции № 36 НГДУ «Альметьевнефть».

Натурные испытания показали, что точность ОМП КЗ в случае близких КЗ достигает 90 %, в других случаях – не хуже 70 – 75 %, или до 200 – 500 м. Недостатками же функционального контроллера является высокая стоимость (1300 тыс. руб. на ПС).

Следующее решение – система ИКЗ-3 НПП «Антракс». Сигнализатор ИКЗ-3 на сегодняшний день успешно прошел испытания на линиях 6 (10) кВ в сфере обслуживания НГДУ «АН», «ЕН», «АЗН», «НН» и «ЯН». На всех ВЛ после серии экспериментов и доработки программного обеспечения для условий работы в распределительных сетях 6(10) кВ ПАО «Татнефть» удалось добиться устойчивого положительного результата. На всех ИКЗ сработала световая индикация, показывающая направление на место ОЗЗ, блок передачи данных, установленный на ВЛ 6(10) кВ, передал сведения об аварии на сервер МНПП «Антракс», к которому открыт доступ для диспетчерских служб. Всего внедрено 168 индикаторов ИКЗ-3 и 9 блоков передачи данных БСПИ-3МР. Также хотелось отметить, что, по техническому заданию ООО «Электро-ЭнергоСервис», порог чувствительности ОЗЗ датчиков ИКЗ-3 производства МНПП «Антракс» был изменен с 10 до 0,5 А. Данное устройство было выпущено в 2015 г. и не имеет аналогов ни в России, ни за рубежом (рис. 1).



Рис. 1. Индикатор короткого замыкания ИКЗ-3

В ИКЗ-3 установлен светодиод, который при фиксации факта аварии начинает моргать ярким светом и также через блок по GSM-модему может в онлайн-режиме передавать информацию о повреждении на диспетчерский пункт. При возникновении аварийной ситуации все ИКЗ, установленные на протяжении ВЛ от питающей ПС до аварийного участка, начнут сигнализировать об аварии.

Следующее решение – это прибор «Вектор» (рис. 2), не имеющий аналого-цифрового индикатора. Результат измерений и вычислений выводится в виде указателя направления движения. Прибор не требует от электромонтера запоминания измеренных значений, их сопоставления

и анализа. Прибор легкий, удобный, измерения можно осуществлять в движении. Прибор не эффективен при определении отходящего от ПС фидера с ОЗЗ, поэтому на ПС должна быть обеспечена работа защиты с выводом на сигнал информации о фидере с ОЗЗ.



Рис. 2. Устройство «Вектор»

### IV. РЕЗУЛЬТАТ

Сравнив вышеуказанные устройства, мы предлагаем для эффективного поиска однофазного замыкания на землю использовать комплекс устройств: ИКЗ-3 совместно с прибором «Вектор».

При внедрении в начале линии устройств ИКЗ-3 информация о фидере с ОЗЗ поступит на АРМ диспетчера и будет сигнализировать ярким светом также для ОВБ. Устройством же «Вектор» можно будет определить непосредственно поврежденный участок.

Экономический эффект для заказчика при комплектации наиболее дебитных и протяженных ВЛ 6(10) кВ в количестве 315 шт. на сумму 8 млн 040 тыс. руб. достигается за счет снижения недоборов нефти вследствие сокращения времени, затрачиваемого на поиск и устранение аварии – на 909 т в год. Чистый дисконтированный доход после 7 лет эксплуатации составит 14 млн 616 тыс. руб. при сроке окупаемости 3 года.

Применение современных средств для определения мест повреждения существенно улучшает технико-экономические показатели электроснабжения ПАО «Татнефть», повышает надежность работы энергосистемы и безопасность работы оперативно-ремонтного персонала, сокращает аварийный недоотпуск электроэнергии и недоборы нефти, что становится особо актуальным в связи с выходом ПАО «Татнефть» на оптовый рынок электроэнергии.

# Разработка алгоритма функционирования устройств автоматики ликвидации асинхронного режима на основе данных синхронизированных векторных измерений

А.В. Кириленко, И.М. Кац  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»  
Томск, Россия  
avk64@tpu.ru

Развитие синхронизированных векторных измерений позволяет реализовать автоматику ликвидации асинхронного режима (АЛАР), основанную на данных о разности фаз напряжений на концах контролируемого сечения. В настоящее время отсутствуют конкретные критерии срабатывания данной автоматики, учитывающие множество процессов, происходящих в различных режимах работы электроэнергетических систем.

Исходными данными является стандарт организации «СО ЕЭС», описывающий требования к работе устройств АЛАР, а также схемы и режимные параметры для сертификации этих устройств. Методом исследования при выполнении экспериментальной части являлось математическое моделирование. В качестве инструмента моделирования применялся программный комплекс для расчета режимов электроэнергетических систем Mustang.

Предложены и обоснованы принципы действия и критерии срабатывания АЛАР на основе данных синхронизированных векторных измерений, удовлетворяющие положениям приведенного стандарта.

Разработанный алгоритм может быть использован в АЛАР на основе данных синхронизированных векторных измерений, обеспечивающей селективное выявление асинхронного режима в контролируемом сечении и деление энергосистемы на несинхронно работающие части.

*Ключевые слова:* электроэнергетическая система, асинхронный режим, селективная ликвидация, противоаварийная автоматика, синхронизированные векторные измерения.

## Development of an algorithm for out-of-step protection based on synchronized phasor measurements

Aleksei Kirilenko, Iliia Katz  
National Research Tomsk Polytechnic University  
Tomsk, Russian Federation  
avk64@tpu.ru

The development of synchronized phasor measurements provided the possibility to create selective out-of-step protection based on the angle difference between voltage phasors on two ends of a tie-line between interconnections. At present time, no specific criteria are defined for the tripping of such protection that would account for the variety of operation modes occurring in power systems.

The «System Operator of the United Power System» corporate standard for out-of-step protection was used to identify the requirements about operation and certification of such protection. The experimental results were obtained by the means of mathematical modelling. “Mustang” software was used as a simulation tool for studying the transient behavior of power systems.

An algorithm of operation and tripping criteria, compliant with the standard, were developed for the out-of-step protection.

The developed algorithm can be used in out-of-step protection based on synchronized phasor measurements. The algorithm provides the possibility to selectively detect out-of-step operation between interconnections with further separation of a tie-line into two isolated interconnections.

*Keywords:* key words: power system, out-of-step operation, selective out-of-step protection, synchronized phasor measurements.

## 1. ВВЕДЕНИЕ

Автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР) предназначена для предотвращения и ликвидации асинхронных режимов (АР) отдельных генераторов, электростанций и частей энергосистем [1].

Существующие в настоящее время устройства АЛАР используют как прямые, так и косвенные признаки выявления АР и определения положения электрического центра качаний (ЭЦК). Для обеспечения их функционирования требуется проведение предварительных расчетов с целью отстройки от нагрузочных режимов, синхронных качаний, коротких замыканий (КЗ), а также внешних АР. При этом данные расчеты производятся для конкретных режимов работы энергосистемы и ее схемы. Для повышения эффективности работы устройств АЛАР необходимо иметь несколько наборов параметров срабатывания устройства и логический орган переключения между ними [2], а также настраивать устройства АЛАР на работу в наиболее худших режимах.

Данные проблемы могут быть решены за счет организации непосредственного контроля за углом линии электропередачи. Для решения данного вопроса на сегодняшний день используются фантомные схемы измерения угла. Существенным недостатком данного метода измерения является то, что фантомная схема должна изменяться при изменении схемы электропередачи [3].

Системы синхронизированных векторных измерений позволяют осуществлять обмен данными о векторах напряжения между концами контролируемого сечения с высокой точностью, что позволяет использовать ее для реализации устройств АЛАР с непосредственным контролем угла ЛЭП.

Подход к созданию алгоритма АЛАР на основе синхронизированных векторных измерений, предложенный в [4], во-первых, не учитывает множество характерных ре-

жимов в энергосистеме. Во-вторых, попытка совмещения алгоритма АЛАР с алгоритмом автоматики предотвращения нарушения устойчивости подразумевает увеличение числа и сложности расчетов уставок, что может привести к снижению надежности и возникновению ложных срабатываний. В данной работе предлагается реализация алгоритма АЛАР с учетом вышеприведенных положений и удовлетворяющая требованиям стандарта [1].

## II. МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕСТОВОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Для выявления общих закономерностей изменения разности фаз напряжений по концам контролируемого сечения была использована тестовая модель энергосистемы [1], схема которой представлена на рис. 1. В моделируемой энергосистеме измерялись значения фаз напряжений на подстанциях ПС № 2 и 5, ограничивающих контролируемое сечение.

Были смоделированы наиболее общие режимы, схемно-режимные параметры которых описаны в [1]:

1. *Режим № 1* – затухающие синхронные качания при наличии промежуточного отбора мощности.
2. *Режим № 2* – внешний АР с расположением электрического центра качания (ЭЦК) вне контролируемого сечения при наличии промежуточного отбора мощности.
3. *Режим № 3* – АР с расположением ЭЦК внутри контролируемого сечения при наличии промежуточного отбора мощности. АР характеризуется положительным ускорением.
4. *Режим № 4* – аналогичен режиму № 3 при отрицательном ускорении.

Результаты моделирования режимов № 1 – 4 представлены на рис. 2.

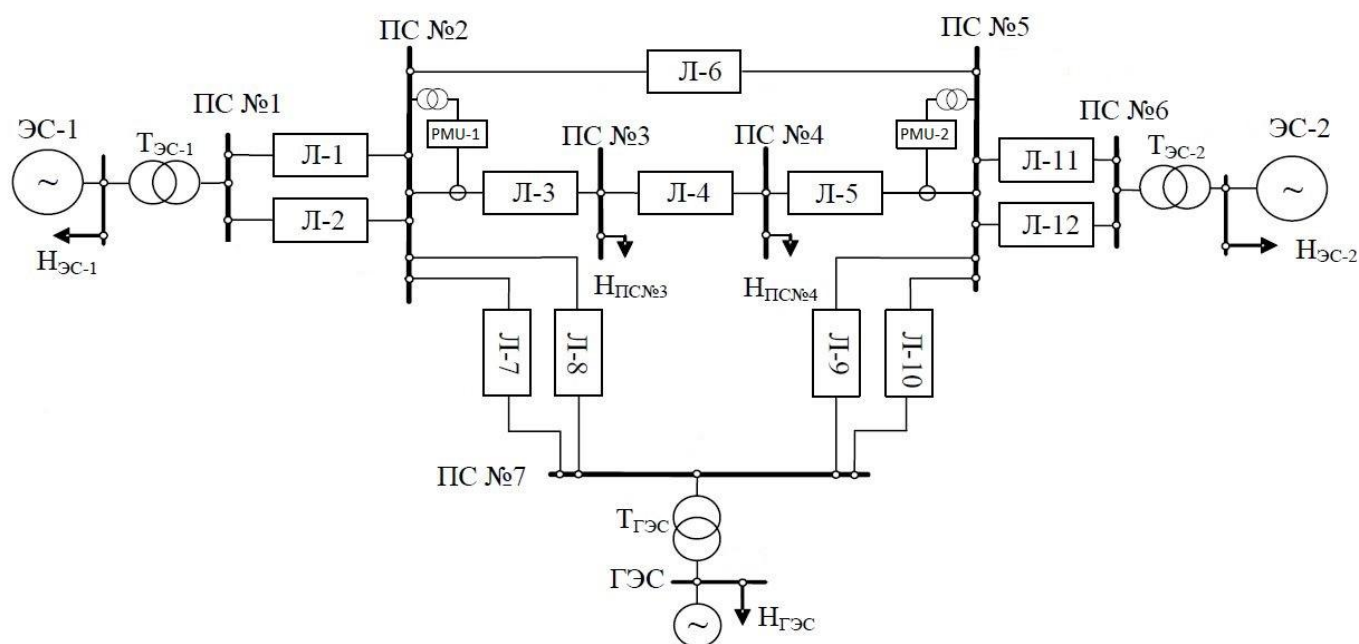


Рис. 1. Схема моделируемой энергосистемы

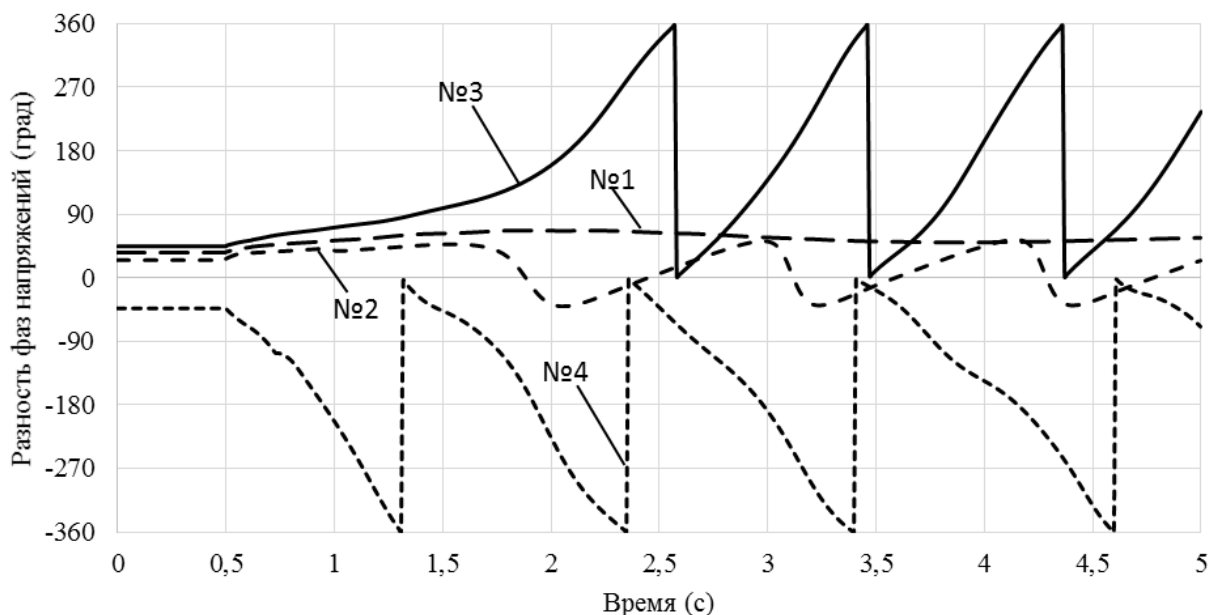


Рис. 2. Разность фаз напряжений по концам контролируемого сечения для рассматриваемых режимов

### III. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА

#### А. Анализ изменения разности фаз напряжений

Из полученных зависимостей контролируемой величины для разных режимов на рис. 2 видно, что при устойчивых переходных режимах, сопровождающихся синхронными качаниями, при внешнем АР, а также, очевидно, при установившемся режиме абсолютное значение разности фаз напряжений  $\delta$  не превышает значения потери устойчивости  $|\delta| < \delta_{\max}$ .

Для режима № 3, при котором наблюдается АР в контролируемом сечении, абсолютное значение разности фаз напряжений в течение каждого цикла АР непрерывно возрастает. Стоит учитывать, что современные регуляторы возбуждения значительно расширяют зону искусственной устойчивости [5], но в предельном случае до величины не более  $|\delta| < 180^\circ$ .

Таким образом, факт наличия монотонного возрастания разности фаз напряжений  $\delta$  в положительном или в отрицательном направлении более  $180^\circ$  является устойчивым признаком АР с ЭЦК внутри контролируемого сечения и может быть выбран в качестве надежного и достаточного признака для срабатывания устройства. Также по данному признаку может быть организован счетчик числа циклов АР и контроль длительности циклов АР, который необходим для организации срабатывания устройства на заданном цикле АР [1].

#### В. Способы отстройки от коротких замыканий

Одним из основных предъявляемых требований к устройствам АЛАР является отсутствие срабатывания при коротких замыканиях. Обеспечение этого требования возможно несколькими способами:

1. *Введение задержки времени на срабатывание.* Данный способ является нежелательным, так как сопровождается снижением быстродействия АЛАР,

которое может привести к дальнейшему утяжелению аварийного процесса. Также при использовании данного способа необходим вариантный расчет, учитывающий вероятности различных повреждений, время действия основных и резервных защит, вероятности отказов этих защит и выключателей, действие УРОВ и т.п., что в целом вносит дополнительные затруднения.

2. *Использование дискретного сигнала о наличии короткого замыкания от средств релейной защиты.* Из-за необходимости обеспечения связи и совместной синхронизированной работы со множеством устройств РЗА данный способ является трудно реализуемым.

3. *Определение наличия короткого замыкания по характерным признакам.* Устройства РМУ могут получать информацию о коротких замыканиях от измерительных устройств подстанций, основываясь на таких присущих коротким замыканиям величинах, как увеличение тока, снижение напряжения прямой последовательности, появление составляющих обратной и нулевой последовательностей. Выбор конкретных значений таких величин не рассматривается в данной работе и требует отдельного исследования. Данный способ может быть реализован добавлением дополнительного поля, представляющего дискретный сигнал, или непосредственной передачей значений векторов обратной и нулевой последовательностей в сообщении синхронизированных векторных измерений [6].

#### С. Алгоритм

Разработанный алгоритм функционирования устройства АЛАР на основе данных синхронизированных векторных измерений показан на рис. 3.

Установленные на подстанциях № 2 и 5 устройства РМУ1 и РМУ2 формируют сообщения с данными в соответствии с правилами стандарта [6], содержащими значения о напряжениях и фазовых углах напряжений прямой последовательности в точках подключения.

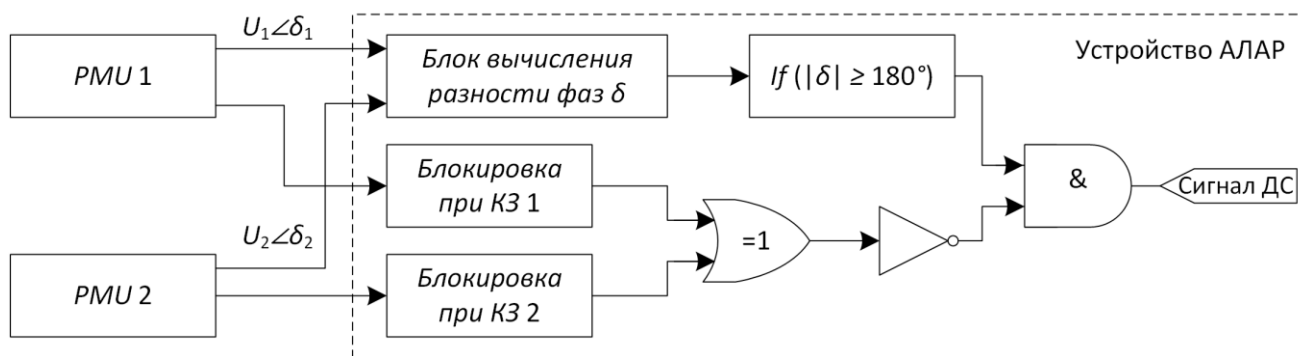


Рис. 3. Алгоритм функционирования устройства АЛАР на основе данных синхронизированных векторных измерений

Сообщения от двух РМУ принимаются блоком вычисления разности углов разрабатываемого устройства АЛАР и блоком блокировки при КЗ. Далее для сообщений, сопоставленных по метке синхронизированного времени, происходит вычисление разности фаз напряжений  $\delta$ . При этом положительное значение разности фаз напряжений соответствует перетоку активной мощности от ПС № 2 к ПС № 5. Для снижения краткосрочных колебаний разности фаз напряжений и выделения основной тенденции изменения контролируемой величины используется метод взвешенного скользящего среднего (Weighted Moving Average) [7].

Отстройка от коротких замыканий производится введением блокировки срабатывания при передаче каким-либо из устройств РМУ дискретного сигнала о наличии короткого замыкания или на основе анализа значений составляющих обратной и нулевой последовательностей блоками блокировки при КЗ 1 и 2.

Далее, при превышении разностью фаз напряжений  $\delta$  значения  $\pm 180^\circ$  и отсутствии сигнала о коротком замыкании формируется управляющее воздействие на деление энергосистемы (ДС).

#### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанный алгоритм функционирования АЛАР на основе данных синхронизированных векторных измерений позволяет значительно снизить число требуемых расчетов для отстройки от множества режимов в энергосистеме. За счет некоторого возможного снижения быстродействия по сравнению с устройствами, использующими косвенные признаки, исключается срабатывание при отсутствии ЭЦК в контролируемом сечении, тем самым

обеспечивается абсолютная селективность выявления АР. Существенным достоинством является отсутствие необходимости перенастройки устройства для работы в ремонтном и послеварийном режиме контролируемого сечения.

#### Список литературы

- [1] СТО 59012820.29.020.008-2015. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования. Утвержден приказом ОАО «СО ЕЭС» от 24.12.2015, № 418.
- [2] Наровлянский В.Г. Современные методы и средства предотвращения асинхронного режима электроэнергетической системы. – М.: Энергоатомиздат, 2004. – 360 с.
- [3] Совалов С.А., Семенов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 416 с.
- [4] Воропай Н.И., Ретанц К., Ефимов Д.Н., Попов Д.Н., Хэгер У. Развитие системы противоаварийного управления для предотвращения и ликвидации асинхронных режимов энергосистемы с использованием регистраторов комплексных величин (РМУ) // Электричество. – 2011. – № 5. – С. 2 – 7.
- [5] Гоник Я.Е., Иглицкий Е.С. Автоматика ликвидации асинхронного режима. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 112 с.
- [6] IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems / IEEE Std C37.118.2. – New York: IEEE, 2011. – 43 p.
- [7] Shumway R.H., Stoffer D.S. Time Series Analysis and Its Applications. – New York: Springer, 2011. – 596 p.
- [8] Phadke A.G., Thorp J.S. Synchronized Phasor Measurements and Their Applications. – New York: Springer, 2008. – 247 p.
- [9] Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.

# Оценка корректности моделирования электрических параметров ЛЭП 500 кВ с использованием данных несинхронизированных телеизмерений

П.В. Кириленко, Д.В. Маланов  
Филиал АО «СО ЕЭС» Хабаровское РДУ  
Хабаровск, Российская Федерация  
kirilenko-pv@khab.so-ups.ru

Решение задач управления электрическими режимами энергосистемы базируется на использовании ее математической модели. Параметры схемы замещения ЛЭП при этом обычно определяются по справочным данным. Такой способ моделирования не всегда позволяет получить расчёт режима ЛЭП, соответствующий физической модели. Нахождение погонных и волновых параметров ЛЭП с помощью паспортных данных позволяет получить расчёт режима ЛЭП, приближенный к физической модели. В настоящее время с развитием информационно-измерительных систем появилась возможность определения параметров схемы замещения элементов сети в режиме реального времени при помощи синхронизированных по времени векторных измерений параметров электрического режима, полученных при помощи PMU-устройств. При относительно невысоком распространении данных устройств актуален вопрос возможности определения электрических параметров схемы замещения при помощи несинхронизированных телеизмерений. В ходе исследования была проведена оценка корректности моделирования параметров схемы замещения ЛЭП 500 кВ при помощи данных телеметрии на примере ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская № 2 энергосистемы Хабаровского края и ЕАО. В результате выявлено, что определение параметров схемы замещения ЛЭП при помощи несинхронизированных телеизмерений допустимо. При этом погрешность задания исходной информации значительным образом влияет на точность определения параметров схемы замещения.

*Ключевые слова: параметры схемы замещения, телеметрия, несинхронизированные телеизмерения, погрешность измерений, волновые сопротивления, длинные линии.*

## Evaluation correct simulation of electrical parameters of 500 kV transmission lines, using data unsynchronized telemetry

Pavel Kirilenko, Denis Malanov

JSC «SO UES» branch «Regional dispatch control of the power system of the Khabarovsk Territory and the Jewish Autonomous Region»  
Khabarovsk, Russian Federation  
kirilenko-pv@khab.so-ups.ru

Decision management tasks electric mode power system based on the use of its mathematical model. Parameters equivalent circuit of transmission line as a rule determined by reference data. This way of modeling is not always possible to determine estimation mode transmission line corresponding to the physical model. Finding linear and wave transmission line parameters using nameplate data determines a calculation of transmission line mode, the approximate physical model. Currently, with development of information - measuring systems the opportunity to determine the equivalent circuit parameters of network elements in real-time using time-synchronized vector measurements parameters of the electric mode, obtained by means of PMU-devices. At the relatively non high prevalence of these devices pressing question the possibility of determining the electrical parameters of the equivalent circuit using a non-synchronized telemetry. During research the correctness of the modeling of the equivalent circuit parameters of 500 kV transmission lines using 500 kV Bureya HPS – Khabarovsk №2 power system of the Khabarovsk Territory and the Jewish Autonomous Region. According to the results obtained in the course of the study, found that the definition of the parameters of transmission line equivalent circuit using a non-synchronized telemetry allowed. In this case, the error setting the initial information significantly affect the accuracy of determining the parameters of the equivalent circuit.

*Keywords: the parameters of the equivalent circuit, telemetry, unsynchronized telemetry, measurement error, wave resistance, long lines.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Решение задач управления электрическими режимами энергосистемы базируется на использовании ее математической модели для расчета установившихся режимов, оп-

тимизации, оценки состояния и т.д. Основой математической модели служит схема замещения энергосистемы, состоящая из отдельных элементов, а именно: ЛЭП, силовых трансформаторов, генерирующего оборудования и пр. Параметры схемы замещения при этом определяются обычно по справочным или паспортным данным и счита-

ются постоянными, не зависящими от конструктивных особенностей (числа проводов в фазе, наличия грозозащитных тросов и т.д.) и геометрических характеристик (стрелы провеса, высоты подвеса проводов, расположения проводов и грозозащитных тросов относительно друг друга и т.д.). В свою очередь, для расчета параметров схемы замещения не всегда возможно применение в качестве исходной информации паспортных данных оборудования ввиду их отсутствия, что вносит дополнительную погрешность. В результате параметры фактического режима зачастую не совпадают с параметрами, определенными с использованием расчетных моделей. Следовательно, актуальной является задача идентификации параметров П-образной схемы замещения ЛЭП. С внедрением в электроэнергетических системах (ЭЭС) устройств синхронизированных векторных измерений (СВИ) появляются перспективы определения актуальных или фактических параметров воздушной ЛЭП (ВЛЭП), соответствующих текущему режиму. Для определения точных параметров ВЛЭП требуется более одного комплекта СВИ, а часто – множество независимых комплектов, что в современных реалиях не всегда возможно при относительно невысоком их распространении. Поэтому актуален вопрос возможности и правильности определения электрических параметров схемы замещения при помощи несинхронизированных телеизмерений [1 – 3].

## II. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИОРИТЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ П-ОБРАЗНОЙ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ В ЛЭП

Определение значения удельного активного сопротивления ( $r_0$ ) не является приоритетным в данной статье, так как оно зависит только от числа проводов в фазе и материала, из которого изготовлен проводник. Определяется с применением (1). Также при расчётах электроэнергетических режимов значение активного сопротивления будем считать постоянным, не зависящим от температуры проводника [4]:

$$r_0 = \frac{\rho_0}{S_{ал} \cdot m} \cdot k_{скр}, \quad (1)$$

где  $\rho_0$  – удельное электрическое сопротивление алюминия, 28,8 Ом·мм<sup>2</sup>/км;  $S_{ал}$  – сечение алюминия, мм<sup>2</sup>;  $m$  – количество проводов в фазе, шт.;  $k_{скр}$  – коэффициент скрутки.

Определение значения удельной активной проводимости ( $g_0$ ) также является не приоритетным (зависит от погодных условий, в расчётах допустимо принимать значение среднегодовых потерь мощности на корону), но с использованием нижеописанного метода имеется возможность определить её значение в рассматриваемый момент времени.

Актуальным же является определение таких параметров, как удельное реактивное сопротивление ( $x_0$ ) и ёмкостная проводимость ( $b_0$ ), так как их значения зависят не только от числа проводов в фазе и материала, из которого изготовлен проводник, но и от расположения проводов и грозозащитных тросов относительно друг друга, стрелы провеса и высоты подвеса проводов [4]:

$$x_0 = 0,145 \cdot \lg \left( \frac{D_{сп}}{r_s} \right); \quad (2)$$

$$r_s = \sqrt[m]{\left( \frac{a}{2 \sin \frac{\pi}{m}} \right)^{m-1}} k_n \cdot r_b, \quad (3)$$

где  $D_{сп}$  – среднегеометрическое расстояние между фазами, м;  $r_s$  – эквивалентный радиус фазы для определения удельного индуктивного сопротивления, м;  $m$  – число проводов в фазе;  $k_n$  – коэффициент, учитывающий наличие внутреннего магнитного потока, зависит от конструкции и материалов провода, для сталеалюминиевого провода АС-330/43 с тремя повивами из 54 проволок – 0,810;  $r_b$  – внешний радиус провода, м;  $a$  – расстояние между проводами в фазе, м:

$$b_0 = \xi \frac{7,58}{\lg(D_{сп}/r_s^b)} \cdot 10^{-6}; \quad (4)$$

$$r_s^b = \sqrt[m]{\left( \frac{a}{2 \sin \frac{\pi}{m}} \right)^{m-1}} r_b, \quad (5)$$

где  $r_s^b$  – эквивалентный радиус фазы для определения удельной ёмкостной проводимости, м;  $\xi$  – коэффициент, учитывающий влияние заземлённых грозозащитных тросов и более точного распределения зарядов на ёмкость линии (для ЛЭП 500 кВ с двумя горизонтальными тросами принимаем значение, равное 1,05).

Из (2) – (5) видно, что удельные параметры индуктивного сопротивления и ёмкостной проводимости ВЛЭП зависят от одинаковых параметров, поэтому имеется возможность выразить зависимость  $x_0 = f(b_0)$ , которую в дальнейшем необходимо использовать для идентификации параметров схемы замещения ВЛЭП:

$$x_0 = 0,145 \cdot \lg \left( \frac{D_{сп}}{r_s} \right) = 0,145 \cdot \left[ \lg \left( \frac{D_{сп}}{r_s^b} \right) - \lg(\sqrt[m]{k_n}) \right]; \quad (6)$$

$$x_0 = 0,145 \cdot \left[ \xi \frac{7,58}{b_0} \cdot 10^{-6} - \lg(\sqrt[m]{k_n}) \right]. \quad (7)$$

## III. ОПИСАНИЕ МЕТОДИКИ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ, ОСНОВАННОЙ НА ИСПОЛЬЗОВАНИИ МЕТОДА ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНЫХ ПРИБЛИЖЕНИЙ

Идентификация параметров П-образной схемы замещения ЛЭП с использованием несинхронизированных векторных измерений возможна только в моменты времени, когда на протяжении относительно длительного промежутка времени (десятки секунд) параметры электроэнергетического режима остаются неизменными. Одним из таких режимов является включение ВЛЭП в работу (постановка под напряжение). Для данного режима необходимо рассматривать промежуток времени от постановки ВЛЭП под напряжение до замыкания ее в транзит. В данном промежутке времени, согласно телеизмерениям, параметры электроэнергетического режима исследуемой ВЛЭП на протяжении десятков секунд остаются неизменными, поэтому можно считать, что используемая телеметрическая информация значения токов, напряжений, пере-



токов активной и реактивной мощностей синхронизирована. Также такой режим работы ВЛЭП является симметричным (подтверждается данными телеметрии), в отличие от режимов, когда ВЛЭП замкнута в транзит. Однако наличие погрешностей трансформаторов тока и напряжения может повлиять на точность определения параметров схемы замещения ВЛЭП.

Для выполнения расчетов необходимо использовать следующие данные телеизмерений параметров электроэнергетического режима: модульные значения токов в фазах в начале и конце ВЛЭП, модульные значения напряжений линейных и (или) фазных напряжений в начале и конце ВЛЭП, значения перетоков активной и реактивной мощности в начале и конце ВЛЭП для определения угла между током и напряжением, а также для сравнения расчётных величин в дальнейшем. За положительное направление перетока принимаем направление к шинам.

На первом этапе необходимо определить абсолютные погрешности параметров электроэнергетического режима, используя волновые уравнения ВЛЭП (8) – (13) и параметры схемы замещения, определенные по справочным данным либо принятые при построении расчётной модели. Оценив абсолютные погрешности, определяем необходимость корректировки параметров схемы замещения [5]:

$$U_2 = U_1 \cdot \text{ch}\sqrt{ZY} + I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot Z_b \cdot \text{sh}\sqrt{ZY}; \quad (8)$$

$$I_2 = - \left[ \frac{U_1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{\text{sh}\sqrt{ZY}}{Z_b} + I_1 \cdot \text{ch}\sqrt{ZY} \right]; \quad (9)$$

$$Z = (r_0 + j \cdot x_0) \cdot L; \quad (10)$$

$$Y = (g_0 + j \cdot b_0) \cdot L; \quad (11)$$

$$Z_b = \sqrt{\frac{Z}{Y}}; \quad (12)$$

$$S = \sqrt{3} \cdot I \cdot U; \quad (13)$$

где  $Z$  – полное сопротивление, Ом;  $Y$  – полная проводимость, См;  $Z_b$  – волновое сопротивление, Ом;  $L$  – длина ЛЭП, км;  $U_1, U_2$  – векторные значения напряжений;  $I_1, I_2$  – векторные значения токов.

На втором этапе необходимо определить:

- удельное активное сопротивление ( $r_i$ ), используя (1) и паспортные параметры ЛЭП;
- удельную активную проводимость ( $g_i$ ), принимаем равной 0;
- удельную ёмкостную проводимость ( $b_i$ ), используя (14);
- удельное реактивное сопротивление ( $x_i$ ), используя (7):

$$b_i = b_0 + i \cdot n, \quad (14)$$

где  $n = \pm 5 \cdot 10^{-5}$  – шаг приращения, зависит от абсолютной погрешности реактивной мощности, полученной при расчетах (если  $\Delta Q > 0$ ,  $n > 0$ , иначе  $n < 0$ );  $i$  – номер шага.

Используя (8) – (13), находим значения  $U_{i_2}, I_{i_2}, S_{i_2}, Z_i, Y_i, Z_{i_b}$ . Для исключения погрешности измеритель-

ных приборов со стороны узла, где линия односторонне отключена, необходимо определить  $i$ -е значение полной проводимости нагрузки (шунтирующего реактора), подключенной к ВЛЭП со стороны этого узла, используя (15):

$$G_{i_{\text{нагр}}} + j \cdot B_{i_{\text{нагр}}} = \frac{S_{i_2}}{\left| U_{i_2} \right|^2}. \quad (15)$$

Используя (16), добиваемся такого режима, при котором выполнится условие  $\Delta B_i \approx 0$ :

$$\Delta B_i = B_{i_{\text{нагр}}} - B_{\text{шт}}, \quad (16)$$

где  $B_{\text{шт}}$  – реактивная проводимость шунтирующего реактора, подключенного со стороны узла, в котором ВЛЭП односторонне отключена.

На третьем этапе, определив значения  $i$ -го полного сопротивления ЛЭП ( $Z_i$ ) и  $i$ -й ёмкостной проводимости ( $B_i$ ), при которых выполнилось условие  $\Delta B_i \approx 0$ , определим значение  $G_i$ , используя (17), при котором выполнится условие  $\Delta Y_i \approx 0$ :

$$\Delta Y_i = Y_{i_{\text{нагр}}} - Y_{\text{шт}}, \quad (17)$$

где  $Y_{\text{шт}}$  – реактивная проводимость шунтирующего реактора, подключенного со стороны узла, в котором ВЛЭП односторонне отключена.

Для использования идентифицированных параметров схемы замещения в программных вычислительных комплексах, используемых для расчёта установившихся режимов (RastrWin 3, SDO-6 и т.д.), на четвертом этапе необходимо выполнить корректировку полученных параметров схемы замещения с учётом поправочных волновых коэффициентов (18) – (21) [5]:

$$k_Z = \frac{\text{sh}\left(\sqrt{(r_i + j \cdot x_i) \cdot (g_i + j \cdot b_i)} \cdot L\right)}{\sqrt{(r_i + j \cdot x_i) \cdot (g_i + j \cdot b_i)} \cdot L}; \quad (18)$$

$$k_Y = 2 \cdot \frac{\text{ch}\left(\sqrt{(r_i + j \cdot x_i) \cdot (g_i + j \cdot b_i)} \cdot L\right) - 1}{\sqrt{(r_i + j \cdot x_i) \cdot (g_i + j \cdot b_i)} \cdot L}, \quad (19)$$

где  $k_Z$  – волновой поправочный коэффициент полного сопротивления ЛЭП;  $k_Y$  – волновой поправочный коэффициент полной проводимости ЛЭП:

$$Z_{\text{yp}} = (r_i + j \cdot x_i) \cdot L \cdot k_Z; \quad (20)$$

$$Y_{\text{yp}} = (g_i + j \cdot b_i) \cdot L \cdot k_Y. \quad (21)$$

#### IV. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДИКИ

В качестве объекта исследования в данной работе рассмотрена реально действующая ВЛ 500 кВ (в дальнейшем Л-514), информация о параметрах режима которой средствами телеметрии поступает в ОИК диспетчерского центра с требуемой точностью. На рис. 1 отображены параметры электроэнергетического режима ВЛ 500 кВ протяженностью 424,7 км (Л-514), полученные посредством телеметрии, и параметры схемы замещения, используемые при построении расчётной модели. Реализацию всех этапов, описанных в методике, необходимо выполнять с ис-

пользованием специализированных вычислительных программ для исключения увеличения погрешности в результате последовательных вычислений. Нами использовался программный продукт Mathcad, разработанный компанией РТС.

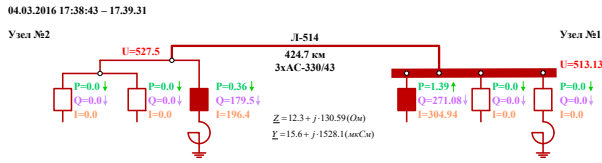


Рис. 1. Л-514 находится под напряжением со стороны узла № 1

В табл. 1 представлены паспортные параметры исследуемой Л-514.

Таблица I. ПАСПОРТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ВЛЭП

Параметр	Значение
Протяженность ВЛ, км	424,7
Марка и сечение провода	АС-330/43
Число алюминиевых проволок, шт.	54
Число повивов, шт.	3
Сечение алюминия, мм <sup>2</sup>	332
Коэффициент скрутки	1,01894
Количество проводов в фазе, шт.	3

Результаты расчета первого этапа сведены в табл. 2. Параметры схемы замещения шунтирующего реактора, подключенного со стороны узла № 2, составляют:

$$Y_{\text{шт}} = 1,306 + j653,063 \text{ [мкСм]}.$$

Таблица II. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ, ВЫПОЛНЕННЫХ НА ПЕРВОМ ЭТАПЕ

Параметр	Данные телеметрии	Расчетные данные	Абсолютная погрешность расчетов
$U_1$ , кВ	513,133	518,762	-5,629
$P_1$ , МВт	-1,392	-5,43	4,038
$Q_1$ , Мвар	271,077	245,24	25,837
$U_2$ , кВ	527,5	529,512	-2,012
$P_2$ , МВт	0,39	-3,751	4,141
$Q_2$ , Мвар	179,5	149,305	30,195

Согласно результатам расчета, приведенным в табл. 2, выявлена необходимость корректировки параметров схемы замещения ЛЭП.

В связи с тем, что Л-514 включена под напряжение со стороны узла № 1, данные о параметрах электроэнергетического режима приходят с различных источников и различия в их значениях минимальные (составляют менее 1 %), то дальнейшие расчеты будем производить относительно этого узла. Результаты расчета второго и третьего этапа сведены в табл. 3.

Таблица III. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ, ВЫПОЛНЕННЫХ НА ВТОРОМ И ТРЕТЬЕМ ЭТАПАХ

$n$	$Z_i$ , Ом	$Y_i$ , мкСм	$U_i$ , кВ	$S_i$ , МВА	$\Delta Y_i$ , мкСм
1	$12,5 + j138,1$	$0 + j1528,1$	$530,3 - j1,8$	$0,5 + j150,3$	$0,5 - j118,6$
...	...	...	...	...	...
5663	$12,5 + j128,2$	$0,4 + j1648,4$	$525,2 - j1,4$	$0,4 + j180,1$	$0 + j0,011$

Согласно результатам расчетов, приведенным в табл. 3, необходимо скорректировать параметры П-образной схемы замещения Л-514:

$$Z_{5663} = 12,513 + j128,16 \text{ Ом}, Y_{5663} = 0,4428 + j1648,4 \text{ мкСм}.$$

Выполним проверку найденных параметров П-образной схемы замещения в момент времени после замыкания Л-514 в транзит. Полученные результаты сведены в табл. 4. На рис. 2 представлены снятые параметры телеметрической информации в момент времени после замыкания Л-514 в транзит.

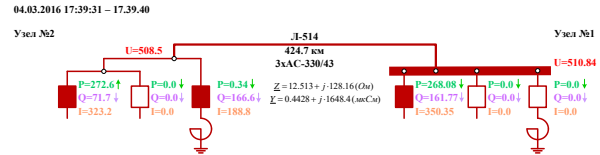


Рис. 2. Л-514 включена в транзит

Таблица IV. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕРКИ НАЙДЕННЫХ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ

Параметр	Данные телеметрии	Расчетные данные	Относительная погрешность расчетов, %
$U_1$ , кВ	510,84	512,058	-0,24
$P_1$ , МВт	268,08	268,023	0,02
$Q_1$ , Мвар	161,77	162,856	-0,67
$U_2$ , кВ	508,5	507,105	0,27
$P_2$ , МВт	-272,26	-269,603	0,976
$Q_2$ , Мвар	238,3	239,25	-0,4

Согласно результатам расчетов, приведенным в табл. 4, значения относительной погрешности составляют менее 1 %, поэтому параметры схемы замещения определены с высокой точностью.

## V. ОЦЕНКА МОДЕЛИРОВАНИЯ ВЛ 500 кВ В ПК RASTRWIN 3

Вычислим параметры схемы замещения ВЛЭП для расчета в ПК RastrWin 3, используя поправочные волновые коэффициенты. Сравним результаты расчетов, выполненных с учетом и без учета волнового эффекта. На рис. 3, 4 представлены результаты расчетов, выполненных в ПК RastrWin 3. В соответствии с этим выявлена необходимость использования поправочных волновых коэффициентов. Результаты расчетов, полученные в ПК RastrWin 3 с использованием волновых коэффициентов, идентичны результатам табл. 3. Без использования волновых коэффициентов погрешность расчетов увеличивается с увеличением тока, протекающего по моделируемой ВЛЭП.

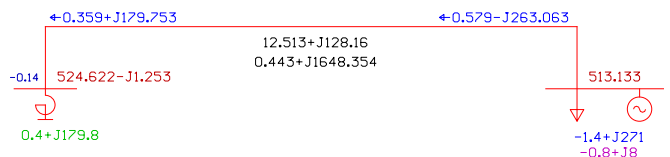


Рис. 3. Моделирование Л-514 без учета поправочных волновых коэффициентов

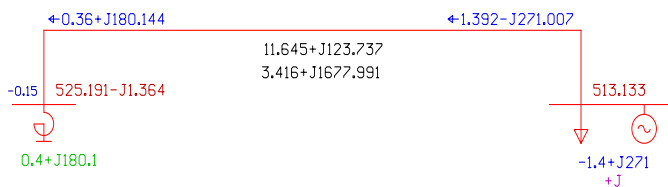


Рис. 4. Моделирование Л-514 с учётом поправочных волновых коэффициентов

Таким образом, для моделирования Л-514 в ПК RastrWin 3 необходимо использовать следующие параметры П-образной схемы замещения Л-514:

$$\underline{Z}_{\text{ур}} = 11,645 + j123,737 \text{ Ом}, \quad \underline{Y}_{\text{ур}} = 3,416 + j1677,991 \text{ мкСм.}$$

## VI. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исследование показало, что:

1) использование удельных параметров схемы замещения Л-514, принятых по справочным данным, приводит к грубым ошибкам в расчётах;

2) точность применения методики, основанной на использовании в качестве первичной информации паспортных данных оборудования, зависит от их наличия и полноты информации, изложенной в данных паспортах;

3) предложенная в работе методика, основанная на идентификации параметров П-образной схемы замещения ВЛЭП в момент времени от постановки ВЛЭП под напряжение до замыкания ее в транзит, показала высокую точность; в отличие от вышеизложенного, ее применение позволяет определить параметры схемы замещения ВЛЭП, используя в качестве исходной информации лишь небольшой объем достоверных данных:

- длину ВЛЭП и марку провода;
- телеметрию со стороны узла постановки ВЛЭП под напряжение;
- состояние (вкл / откл) линейного реактора с противоположной стороны и его параметры схемы замещения.

При этом погрешности измерительных трансформаторов тока и напряжения, неточность определения длины ВЛЭП и параметров схемы замещения линейного реактора влияет на точность определения искомой информации.

## Список литературы

- [1] Иванов И.Е. К проблеме определения актуальных параметров высоковольтных воздушных линий электропередачи // Международный научно-исследовательский журнал. – 2012. – № 4. – URL: <http://research-journal.org/>.
- [2] Бартоломей П.И., Ерошенко С.А., Лебедев Е.М., Суворов А.А. Новые информационные технологии обеспечения наблюдаемости FACTS на основе измерений PMU // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды 3-й Междунар. науч.-техн. конф.: сборник статей. В 2 т. – Екатеринбург: УрФУ, 2012. – Т. 2. – С. 17–23.
- [3] Иванов И.Е., Мурзин А.Ю. Идентификация параметров одноцепной линии электропередачи на основе синхронизированных векторных измерений // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: Сборник докладов 5-й Междунар. конф. – Сочи, 2015.
- [4] Брацлавский С.Х., Гершенгорн А.И., Лосев С.Б. Специальные расчеты электропередач сверхвысокого напряжения. М.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
- [5] Рыжов Ю.П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения: учебник для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 488 с.

# Особенности централизованной системы противоаварийной автоматики нового поколения (ЦСПА). Управление электроэнергетическим режимом работы энергосистемы с учетом результатов работы ЦСПА

И.П. Кириллов  
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока  
Хабаровск, Россия  
kip@oduv.so-ups.ru

В работе отражены отличительные особенности функционирования централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА) нового поколения, функционирующей в ОЭС Востока. При управлении электроэнергетическим режимом работы энергосистемы, в которой функционирует ЦСПА, необходимо учитывать результаты работы алгоритмов выбора управляющих воздействий ЦСПА, поскольку в реальном времени значения максимально допустимых перетоков активной мощности могут отличаться от значений, указанных в инструктивном материале, заблаговременно определенных расчетчиком на определенный период. В работе отражены применяемые принципы учета результатов работы ЦСПА при управлении электроэнергетическим режимом работы энергосистемы.

*Ключевые слова:* ЦСПА, противоаварийное управление, управление электроэнергетическим режимом, управляющие воздействия.

## Centralized emergency control system new generation (CECS). Control of electric power modes of operation of energy system with regard to the work CECS

Ilia Kirillov  
The branch of «SO UPS», JSC ODU to the East  
Khabarovsk, Russia  
kip@oduv.so-ups.ru

It reflected in the features of the functioning of the central emergency control system (CECS) of the new generation operating in UES of the East. In managing the electric power grid operation mode in which an CECS necessary to consider the results of the selection control CECS effects algorithms, since the real-time value of the maximum allowable flows of active power can be different from the values given in the guidance material in advance of certain estimator for a certain period. The paper reflects the principles used CECS results of the management of the electric power grid operation mode.

*Keywords:* CECS, emergency response management, electric power mode, the control actions.

### I. ВВЕДЕНИЕ

ЦСПА – это программно-аппаратный комплекс, обеспечивающий в автоматическом режиме сохранение устойчивости работы энергосистемы при возникновении аварийных возмущений. ЦСПА играет важную роль в обеспечении надежности электроэнергетических систем, повышает точность и сокращает избыточность управляющих воздействий и расширяет область допустимых режимов работы энергосистемы.

Надежность и эффективность ЦСПА доказана многолетней успешной эксплуатацией. Начало ее создания было положено в 1970-х гг. на ПС Южная ОЭС Урала. Опыт эксплуатации системы на Урале облегчил последующий переход к цифровой системе ЦСПА в других регионах. Сегодня в ЕЭС России функционируют ЦСПА второго поколения в ОЭС Юга, ОЭС Средней Волги, ОЭС Урала, Тюменской энергосистеме, ОЭС Сибири. 25 февраля

2014 г. в ОЭС Востока введена в промышленную эксплуатацию ЦСПА третьего поколения.

Развитие ЦСПА осуществляется под руководством ОАО «СО ЕЭС» на базе планомерного комплексного подхода и современных принципов построения сложных расчетных вычислительных комплексов, функционирующих в непрерывном режиме на базе современных программно-технических средств и использующих векторные измерения параметров режима. Оно предусматривает создание в перспективе координирующей системы противоаварийной автоматики (КСПА) ЕЭС России, предназначенной для эффективной координации ЦСПА объединенных и региональных энергосистем.

### II. ОСОБЕННОСТИ ЦСПА ОЭС ВОСТОКА

ЦСПА нового поколения ОЭС Востока имеет ряд отличительных особенностей от остальных эксплуатируемых систем:

- алгоритм расчета и выбора управляющих воздействий для обеспечения статической устойчивости с использованием традиционных расчетных методов;
- алгоритм расчета и выбора управляющих воздействий для обеспечения устойчивости в динамической фазе переходного процесса;
- адаптивный алгоритм оценивания состояния электроэнергетического режима;
- современная архитектура ПТК верхнего уровня ЦСПА с использованием мультисерверной многопроцессорной системы параллельных вычислений;
- максимальная универсальность (возможность использования ЦСПА в схемах энергосистем любой конфигурации);
- повышенное быстродействие за счет перехода на параллельный расчет пусковых органов.

### III. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЦСПА ОЭС Востока

Сравнительно простая схема основной сети ОЭС Востока, очевидно, обуславливает меньшую относительную эффективность ЦСПА по условиям сокращения объема управляющих воздействий в ОЭС Востока, по сравнению с ранее применяемым принципом противоаварийного управления П-ДО, но опыт эксплуатации показывает, что в таблицах управляющих воздействий подготовленных ЦСПА объем управляющих воздействий меньше на одну-две ступени по сравнению с локальной настройкой автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ).

Кроме того, следует иметь в виду, что в определенных случаях действие ЦСПА позволяет предотвращать каскадное развитие аварий в нерасчетных аварийных ситуациях, т. е. является средством обеспечения живучести энергосистемы. При этом, в отличие от локальных устройств, ЦСПА предотвращает каскадное развитие аварии, обеспечивая сохранение синхронизма в энергосистеме (или в разделившихся частях энергосистемы).

В полной мере сохраняется экономический эффект, получаемый за счет расширения области допустимых режимов. Для этого разработаны и применяются принципы управления электроэнергетическим режимом энергосистем с учетом результатов работы ЦСПА. В основе данных принципов лежит подход к управлению электроэнергетическим режимом при перетоке активной мощности в контролируемом сечении, защищаемом ЦСПА, выше максимально допустимого перетока (МДП), определенного расчетчиком, при котором допускается длительная работа

с превышением МДП до тех пор, пока от ЦСПА не поступит информация о невозможности сохранения устойчивости и/или параметров электроэнергетического режима в допустимой области с учетом реализации доступных управляющих воздействий (УВ).

Таким образом исключается необходимость ввода графиков временного отключения потребления или минимизируются объемы отключения потребления для ввода электроэнергетического режима в допустимую область.

При этом не исключены и обратные ситуации, когда при перетоке активной мощности в контролируемом сечении, не превышающем МДП, от ЦСПА поступает информация о недостаточности УВ для обеспечения устойчивости и/или допустимости параметров электроэнергетического режима после нормативных возмущений. В таких случаях диспетчерский персонал обязан принять все необходимые меры по вводу режима в допустимую область до тех пор, пока от ЦСПА не перестанет поступать информация о недостаточности УВ.

Таким образом, реализация вышеуказанных принципов при управлении электроэнергетическим режимом позволяет не только расширить область допустимых режимов, но и повысить надежность функционирования энергосистемы в целом.

Кроме того, стоит отметить, что ежедневный мониторинг работы ЦСПА ОЭС Востока позволил существенно повысить надежность функционирования ОЭС Востока за счет выявления дополнительных «узких мест» и неблагоприятных наложений ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования в разных контролируемых сечениях.

### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ЦСПА нового поколения с технологическим алгоритмом, использующим только традиционные общепризнанные расчетные методики и обеспечивающим выбор управляющих воздействий не только по условиям обеспечения требуемого запаса статической устойчивости в послеаварийных режимах и предотвращения перегрузок по току, но и по условию сохранения устойчивости в динамической фазе переходного процесса, возможно использовать и при решении других задач повышения наблюдаемости, надежности и управляемости ЕЭС России и входящих в нее энергосистем.

#### Список литературы

- [1] СТО 59012820.27.010.001-2013. Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС».

# Применение алгоритмов оптимизации для определения и уточнения параметров модели синхронной машины

А.И. Коваленко, Т.Г. Климова

ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ»»

Москва, Россия

kovalenkoai24@mail.ru

Для проведения различного рода научных исследований широко используется имитационное моделирование синхронных машин (СМ) на различных программных комплексах (ПК) и программно-аппаратных комплексах (ПАК). Нередко возникают трудности из-за недостаточности исходных данных для формирования точной модели СМ. Как правило, в ПК и ПАК используются общепризнанные математические модели с приближенными параметрами. В настоящее время актуальным является использование различных алгоритмов оптимизации (в том числе и генетических) для определения и уточнения параметров модели СМ, например, по имеющимся осциллограммам реальной СМ с целью верификации математической и физической моделей.

В представленной работе был проведен анализ применения алгоритмов оптимизации для определения параметров модели синхронного генератора (СГ) на базе ПК MatLab.

Разработана методика применения алгоритмов оптимизации для определения параметров модели синхронного генератора, реализованной в ПК MatLab. Разработанная методика может быть применена для определения и уточнения параметров модели СГ или другой СМ при выполнении научно-исследовательских работ, а также для верификации разработанной модели.

*Ключевые слова: алгоритмы оптимизации, модель синхронной машины, программный комплекс, программно-аппаратный комплекс, верификация модели синхронной машины.*

## Application of optimization algorithms for definitions and update of synchronous machine model parameters

Aleksandr Kovalenko, Tat'jana Klimova

National Research University Moscow Power Engineering University

Moscow, Russia

kovalenkoai24@mail.ru

To carry out various scientific researches there is synchronous machines (SM) simulation with the use Program Complex (PC) and Program Apparatus Complex (PAC) which widely used. Often there are difficulties due to lack of source data to generate accurate model of SM. Typically, the universally recognized mathematical models with approximate parameters are used in a PC and PAC. Currently relevant is the use of various optimization algorithms (including genetic) to define and update the SM model parameters, for example, according to the available real SM oscillograms, in order to verify the mathematical and physical models.

In this research an analysis of application of various optimization algorithms to determine the synchronous generator (SG) model parameters is performed using MatLab.

The developed method of optimization algorithms application to determine the synchronous generator model parameters is worked out using MatLab. The developed method can be used to define and update the SG or other SM model parameters in the process of scientific research, as well as to verify the developed SM model.

*Keywords: the optimization algorithms, the model of the synchronous machine, program complex, program apparatus complex, to verify the synchronous machine model.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в научно-исследовательских работах (НИР) широко используется имитационное моделирование синхронных генераторов (СГ). Состав параметров, которые требуется задать в блоке модели СГ, в различных

ПК и ПАК отличается. При этом нередко приходится сталкиваться с отсутствием значений тех или иных параметров в паспортных данных, предоставляемых производителем СГ. Этот фактор оказывает влияние не в лучшую сторону при формировании модели и ее дальнейшем использовании.

Для определения параметров модели СГ могут быть использованы методы, отличные от классических, описанных в [1]. Например, для этой задачи могут быть использованы различные алгоритмы оптимизации, что позволит повысить точность моделирования СГ.

Алгоритмы оптимизации также могут быть использованы для верификации используемых при проведении НИР моделей СГ, что является немаловажным фактором, подтверждающим достоверность результатов работы.

## II. АЛГОРИТМ НАХОЖДЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ $X_d, X'd, X''d, T'd, T''d$ СГ

Моделирование СГ и опробование алгоритмов оптимизации проводилось на базе ПК MatLab Simulink. В данной работе объектом моделирования является модель синхронного турбогенератора (ТГ) типа Т-6, реализованная в ПК MatLab. Однако в качестве объекта моделирования может выступать также реальный СГ или модель СГ, выполненная в другом ПК, ПАК.

Для определения параметра  $X_d$  традиционным способом, в соответствии с [1, 3], требуется снять характеристику холостого хода (XXX) и характеристику трехфазного короткого замыкания (ХКЗ). Эти характеристики строятся на одной плоскости, после чего для определенного значения тока возбуждения (в работе это значение принято равным 1,0) параметр  $X_d$  находится как отношение напряжения (по XXX) к току (по ХКЗ):

$$X_d = U/I, \quad (1)$$

где  $U$  – значение напряжения, соответствующее току возбуждения 1,0 о.е. (по XXX);  $I$  – значение тока, соответствующее току возбуждения 1,0 о.е. (по ХКЗ).

Полученное значение будет являться насыщенным. Для получения ненасыщенного значения  $X_d$  необходимо выполнить те же самые действия, используя спрямленную ненасыщенную XXX.

Характеристики, снятые на модели ТГ Т-6 в MatLab, приведены на рис. 1.

Для получения ненасыщенного значения  $X_d$  необходимо выполнить те же самые действия, используя спрямленную ненасыщенную XXX.

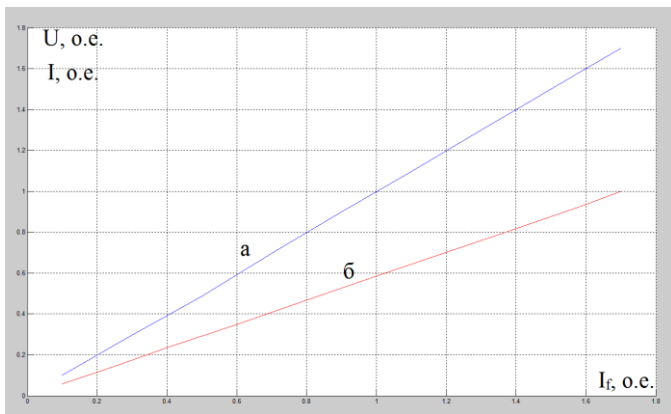


Рис. 1. Характеристика холостого хода (а) и характеристика трехфазного короткого замыкания (б)

Определение  $X_d$  посредством использования алгоритма оптимизации подразумевает под собой сравнение

и минимизацию разницы между XXX моделируемого СГ и XXX, снятой непосредственно на модели путем автоматического подбора значения параметра  $X_d$  определенным образом. При этом XXX, снятая на модели ТГ Т-6, является эталонной, а XXX модели СГ снимается автоматически при каждом новом заданном значении  $X_d$ , пока она не будет совпадать с эталонной с заданной точностью.

Для определения параметров  $X'd, X''d, T'd, T''d$  традиционным способом, в соответствии с [1], требуется провести опыт внезапного трехфазного короткого замыкания (ТКЗ). При этом фиксируются напряжение холостого хода непосредственно перед коротким замыканием (КЗ) и фазные токи статора СГ.  $X'd$  определяется как отношение напряжения холостого хода к начальному значению периодической составляющей тока КЗ за вычетом сверхпереходной составляющей:

$$X'd = \frac{U(0)}{\sqrt{3} \cdot [I_k(\infty) + \Delta I'_k(0)]}, \quad (2)$$

где  $U(0)$  – напряжения холостого хода непосредственно перед ТКЗ;  $I_k(\infty)$  – установившееся значение периодической составляющей тока ТКЗ;  $\Delta I'_k(0)$  – начальное значение переходной составляющей тока.

$X''d$  определяется как отношение напряжения холостого хода к начальному значению периодической составляющей тока КЗ:

$$X''d = \frac{U(0)}{\sqrt{3} \cdot [I_k(\infty) + \Delta I'_k(0) + \Delta I''_k(0)]}, \quad (3)$$

где  $\Delta I''_k(0)$  – начальное значение сверхпереходной составляющей тока.

$T'd$  определяется как время, в течение которого переходная составляющая тока якоря уменьшается до 0,368 своего первоначального значения.

$T''d$  определяется как время, в течение которого сверхпереходная составляющая тока якоря уменьшается до 0,368 своего первоначального значения.

Определение параметров  $X'd, X''d, T'd, T''d$  с использованием алгоритмов оптимизации возможно, как минимум, двумя способами.

1. Отдельное пошаговое определение значения каждого параметра.

Для каждого параметра составляется функция минимизации разницы между эталонной кривой и кривой, снятой на модели. Аргументом этой функции является искомый параметр. Для определения  $X'd$  используется периодическая составляющая тока КЗ за вычетом сверхпереходной составляющей, для  $X''d$  – периодическая составляющая тока КЗ, для  $T'd$  – переходная составляющая тока якоря, для  $T''d$  – сверхпереходная составляющая тока якоря.

2. Совместное определение всех четырех параметров.

В данном случае формируется одна функция оптимизации, аргументами которой являются все искомые параметры ( $X'd, X''d, T'd, T''d$ ). На модели СГ, параметры которого мы определяем, проводится опыт внезапного ТКЗ и снимается осциллограмма фазного тока статора.



Из снятой осциллограммы выделяется периодическая составляющая тока, определяющаяся как алгебраическая полуразность ординат верхней и нижней огибающих фазного тока статора при коротком замыкании. После этого минимизируется разница между полученной кривой и эталонной.

Осциллограмма фазного тока статора при внезапном ТКЗ и выделенной периодической составляющей тока показаны на рис. 2.

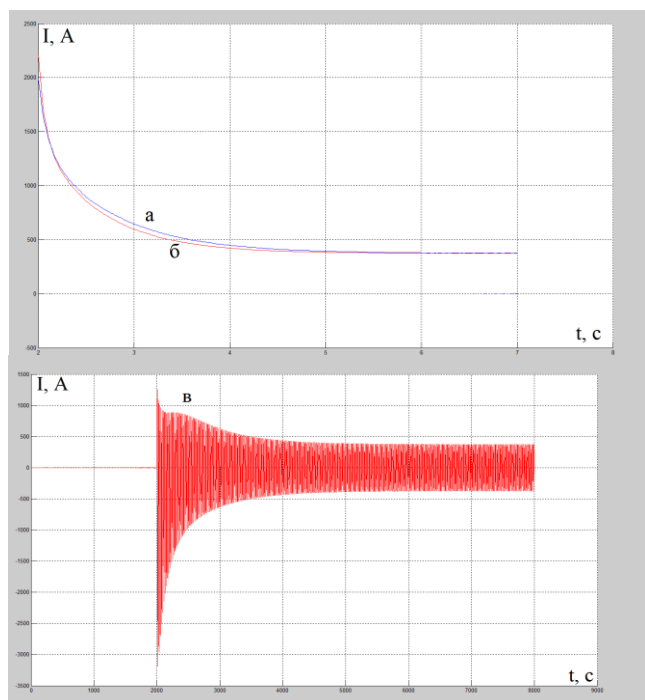


Рис. 2. Эталонная периодическая составляющая тока (а), периодическая составляющая тока, снятая на модели в процессе определения параметров (б) и осциллограмма фазного тока при внезапном ТКЗ (в)

В работе для определения  $X'd$ ,  $X''d$ ,  $T'd$ ,  $T''d$  методом оптимизации был использован способ 2, и все параметры определялись одновременно.

На рис. 3 показаны сверхпереходная и переходная составляющая фазного тока, осциллограмма которого приведена на рис. 2, в.

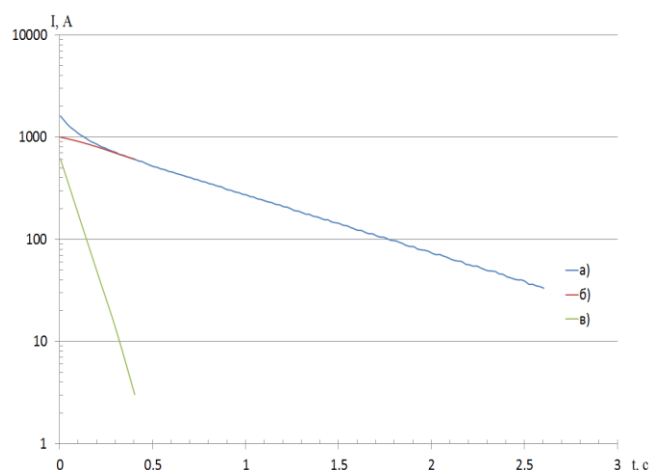


Рис. 3. Сумма сверхпереходной и переходной составляющих фазного тока (а), переходная составляющая (б) и сверхпереходная составляющая (в)

### III. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СГ

Для определения параметров СГ могут быть использованы следующие алгоритмы или функции оптимизации, имеющиеся в библиотеке MatLab [4, 6]:

– `fmincon` – функция условной оптимизации. Позволяет решать задачи условной локальной оптимизации:  $\min f(x)$  при ограничениях  $g(x) \leq 0$ ,  $h(x) = 0$ ,  $Ax \leq b$ ,  $Cx = d$ ,  $l \leq x \leq u$ , где  $f(x)$  – скалярная функция векторного аргумента  $x \in R^n$ ;  $g(x)$ ,  $h(x)$  – векторные функции векторного аргумента  $x$ ;  $A$ ,  $C$  – матрицы;  $b$ ,  $d$ ,  $l$ ,  $u$  – векторы-столбцы.

– `fminbnd` – в MatLab эта функция предусмотрена для минимизации унимодальной функции, заданной на отрезке. Однако ее можно применять и для функций, не являющихся унимодальными, тогда будет найден локальный минимум. `fminbnd` использует комбинацию методов золотого сечения и последовательной параболической интерполяции.

– `fminsearch` – функция многомерной безусловной оптимизации. Функция  $x = \text{fminsearch}(f, x_0)$  реализует симплексный алгоритм Нелдера – Мида. Здесь  $f$  – указатель на функцию;  $x_0$  – стартовая точка;  $x$  – найденная точка локального минимума.

– `fminunc` – реализует следующие методы гладкой безусловной оптимизации:

- метод наискорейшего спуска (Steepest Descent method);
- квазиньютоновский BFGS-метод (Broyden – Fletcher – Goldfarb – Shanno);
- квазиньютоновский DFP-метод (Davidon – Fletcher – Powell);
- методы, основанные на построении доверительных двумерных областей.

Наиболее простой в использовании является функция многомерной безусловной оптимизации `fminsearch`. В данной работе для определения параметров именно эта функция и применялась. Остальные вышеуказанные алгоритмы оптимизации требуют более детального анализа их работы, задаваемых ограничений и исходных данных.

Абсолютные значения погрешностей определения параметров СГ методами, регламентируемыми [1], и методом оптимизации представлены в таблице.

ПОГРЕШНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СГ

Параметр модели СГ	Погрешность определения параметра по [1], %	Погрешность определения параметра методом оптимизации, %
$X'd$	1,05	0
$X''d$	8,72	0
$T'd$	8,4	0
$T''d$	0,78	0
$T''d$	9,24	0,1

При этом погрешность определения параметра  $T''d$  может быть снижена или исключена вовсе путем увеличения числа итераций при проведении процедуры минимизации.



#### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был определен ряд параметров синхронного генератора, остальные параметры СГ также могут быть найдены при использовании алгоритмов оптимизации.

Полученные результаты подтверждают эффективность предлагаемой альтернативной методики определения параметров модели СМ. Погрешность при нахождении параметров этим методом практически отсутствует. Метод, использующий алгоритмы оптимизации, также может быть использован и в сочетании с традиционным.

Разработанная методика также может быть использована для верификации существующей модели СМ при учете того, что имеются необходимые осциллограммы и характеристики моделируемой машины.

Предлагаемый метод универсален и может быть использован в различных ПК и ПАК. А так как параметры подбираются итерационно непосредственно в среде моделирования, то метод автоматически учитывает и особенности моделирования этого ПК или ПАК.

Развивая направление применения алгоритмов оптимизации для определения параметров СМ, можно добиться еще более точного формирования модели СМ в ПК и ПАК, что повысит качество выполняемых на ней НИР и положительно отразится на достоверности результатов.

Другим актуальным направлением использования методов оптимизации для определения параметров синхронных машин является осуществление контроля этих параметров в режиме реального времени с использованием УСВИ (устройства синхронизированных векторных измерений).

#### Список литературы

- [1] ГОСТ 10169-77. Машины электрические трехфазные синхронные. Методы испытаний. – Взамен ГОСТ 10169-68; введ. 1978-01-01. – М.: Изд-во стандартов, 1984. – 85 с.
- [2] Мироновский Л.А., Петрова К.Ю. Введение в MATLAB: Учебное пособие / СПбГУАП. – СПб., 2005.
- [3] Вольдек А.И. Электрические машины: Учебник для студентов высш. техн. учеб. заведений. – 3-е изд., перераб. – Л.: Энергия, 1978. – 832 с.
- [4] Золотых Н.Ю. Использование пакета MATLAB в научной и учебной работе: Учебно-методические материалы по программе повышения квалификации «Информационные технологии и компьютерная математика». – Нижний Новгород, 2006.
- [5] Дашенко А.Ф., Кириллов В.Х., Коломиец Л.В., Оробей В.Ф. MATLAB в инженерных и научных расчетах. – Одесса: Астропринт, 2003.
- [6] Черных И.В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink. – М.: ДМК Пресс; СПб: Питер, 2008. – 288 с.
- [7] РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. – 6-е изд.-е.; утв. РАО «ЕЭС России» 08.05.1997. – М.: НЦ ЭНАС, 2004.
- [8] Копылов И.П. Электрические машины: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 360 с.

# Оценка влияния вида и параметров математических моделей нагрузки на величину перетоков мощности

О.А. Кожихова, П.Ю. Губин  
ФГАОУ ВО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»  
Екатеринбург, Россия  
jkmuf812@mail.ru

Значения перетоков активной мощности в контролируемых сечениях используют для контроля соблюдения нормативных требований к устойчивости энергосистем. При расчетах используют математические модели энергосистемы. При этом в настоящее время вопрос оценки влияния используемых моделей нагрузки на величину перетоков мощности не рассмотрен в полной мере.

При расчетах использовалась простейшая математическая модель энергосистемы. Оценка влияния проводилась для двух математических моделей нагрузки: линейной и полиномиальной. В качестве инструмента моделирования применялся программный комплекс RastrWin3.

По итогам работы представлена оценка диапазонов перетоков мощности в зависимости от заданных параметров моделей нагрузки. Уточнение математических моделей нагрузки может позволить более точно оценить запасы пропускной способности линий электропередачи в энергосистеме.

*Ключевые слова: статические характеристики нагрузки, максимально допустимый переток, математическая модель нагрузки.*

## Assessment of the influence of the type and parameters of the mathematical load models on the power flow magnitudes

Ol'ga Kozhikova, Pavel Gubin

Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Education «Ural Federal University n. a. the first President of Russia B.N. Yeltsin»  
Ekaterinburg, Russia  
jkmuf812@mail.ru

The values of active-power flows in the controlled sections are used to control in observance of regulatory requirements for power system stability. Mathematical models of the electric power system are used in the calculations. However the question of assessing the influence of used load models on the acceptable power flow magnitude is not considered to the full at the present time.

The simplest mathematical model of the electric power system has been used during calculation. The influence assessment has been carried out for two mathematical load models: linear and polynomial. Numerical results have been obtained by means of mathematical modeling with RastrWin3 as the software tool for simulations.

There has been provided the range assessment of the power flows depending on given model parameters on the results of the work. Refinement of the mathematical load models may allow to evaluate of margin of transmission capacity in the power system more accurately.

*Keywords: static load characteristic, maximum allowed power flow, mathematical load model.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Значения перетоков активной мощности в контролируемых сечениях используют для контроля соблюдения нормативных требований к устойчивости энергосистем при планировании и управлении электроэнергетическим режимом. Известно, что величины предельных перетоков мощности по контролируемым сечениям энергосистемы находятся расчетным путем в соответствии с правилами их определения [1].

Реальные перетоки мощности по сечению представляются неким диапазоном величин, колеблющихся во времени относительно некоторого среднего значения величины этого диапазона. Для устойчивой работы энергосистемы требуется, чтобы верхняя граница диапазона реальных перетоков мощности для любого момента времени

была меньше, чем величина максимально допустимых значений этих перетоков. Оценка величины МДП проводится расчетным путем как процент от предельных перетоков с учетом амплитуды нерегулярных колебаний нагрузки в соответствии с правилами их определения [1].

Как известно, при расчетах создаются математические модели, описывающие реальные элементы объекта исследования [4]. При оценке перетоков мощности могут использоваться линейные СХН и полиномиальные СХН второй степени, которые отражают зависимость мощности в узле нагрузки от величины напряжения, подводимого к этому узлу. В зависимости от выбора коэффициентов СХН, перетоки мощности по контролируемым сечениям в нормальных и утяжеленных режимах могут колебаться в некотором диапазоне [8].

Целью работы является оценка влияния 10 %-го отклонения коэффициентов линейной и полиномиальной СХН на величину перетоков мощности, другими словами, в работе проводится оценка диапазона возможных значений перетоков мощности при заданном отклонении коэффициентов СХН.

## II. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

### A. Описание модели сети

При расчетах использовалась простейшая двухузловая схема сети «балансирующий узел – узел нагрузки». Схема сети состоит из двух узлов, которые соединяют две линии. Линии выполнены проводом АС-120 длиной 40 км. Величина напряжения в балансирующем узле задана и равна 115 кВ.

Активная и реактивная мощности нагрузочного узла заданы в виде СХН. Они описывают зависимость активной и реактивной мощности от напряжения в узле. Задана номинальная мощность нагрузки: 20 МВт активной и 9 МВар реактивной мощности.

### B. Задание мощности нагрузочного узла в виде линейной СХН и выбор ее коэффициентов

В общем виде линейная модель СХН представлена уравнениями для активной (1) и реактивной (3) мощностей нагрузки. Выражения (2) и (4) являются условиями нормировки, которые должны выполняться для любых значений коэффициентов модели:

$$P = P_{\text{ном}} \cdot \left[ p_0 + p_1 \cdot \frac{U}{U_{\text{ном}}} \right]; \quad (1)$$

$$p_0 + p_1 = 1; \quad (2)$$

$$Q = Q_{\text{ном}} \cdot \left[ q_0 + q_1 \cdot \frac{U}{U_{\text{ном}}} \right]; \quad (3)$$

$$q_0 + q_1 = 1, \quad (4)$$

где  $p_0, p_1, q_0, q_1$  – коэффициенты линейной СХН в относительных единицах.

При расчетах линейная модель СХН задавалась уравнениями с коэффициентами, характерными для обобщенной типовой нагрузки, приведенной к напряжению 110 кВ [2, 6]:

$$P = P_{\text{ном}} \cdot \left[ 0,36 + 0,64 \cdot \frac{U}{U_{\text{ном}}} \right]; \quad (5)$$

$$Q = Q_{\text{ном}} \cdot \left[ -0,6 + 1,6 \cdot \frac{U}{U_{\text{ном}}} \right]. \quad (6)$$

Заданные в рассматриваемой линейной модели СХН (5), (6) значения коэффициентов при степенях были обозначены как номинальные. Минимальные и максимальные величины рассматриваемого диапазона коэффициентов СХН для активной мощности рассчитываются по (7) – (8) соответственно:

$$p_{\text{мин}} = 0,9 \cdot p_{\text{ном}}; \quad (7)$$

$$p_{\text{макс}} = 1,1 \cdot p_{\text{ном}}. \quad (8)$$

Минимальные и максимальные величины рассматриваемого диапазона коэффициентов СХН для реактивной мощности рассчитываются аналогично.

После этого коэффициенты СХН перестали удовлетворять условиям нормировки (2) и (4). В связи с этим для каждого из восьми граничных коэффициентов по активной и реактивной мощности из условия нормировки были найдены оставшиеся, соответствующие им коэффициенты.

### C. Задание мощности нагрузочного узла в виде СХН полинома второй степени и выбор ее коэффициентов

В общем виде полиномиальная модель СХН представлена уравнениями для активной (9) и реактивной (11) мощностей нагрузки. Выражения (10) и (12) являются условиями нормировки, которые должны выполняться для любых значений коэффициентов модели [5, 7]:

$$P = P_{\text{ном}} \cdot \left[ p_0 + p_1 \cdot \frac{U}{U_{\text{ном}}} + p_2 \cdot \left( \frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \right]; \quad (9)$$

$$p_0 + p_1 + p_2 = 1; \quad (10)$$

$$Q = Q_{\text{ном}} \cdot \left[ q_0 + q_1 \cdot \frac{U}{U_{\text{ном}}} + q_2 \cdot \left( \frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \right]; \quad (11)$$

$$q_0 + q_1 + q_2 = 1, \quad (12)$$

где  $p_0, p_1, p_2, q_0, q_1, q_2$  – коэффициенты полиномиальной СХН в относительных единицах.

При расчетах полиномиальная модель СХН задавалась уравнениями с коэффициентами, характерными для обобщенной типовой нагрузки, приведенной к напряжению 110 кВ [3]:

$$P = P_{\text{ном}} \cdot \left[ 0,83 - 0,3 \cdot \frac{U}{U_{\text{ном}}} + 0,47 \cdot \left( \frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \right]; \quad (13)$$

$$Q = Q_{\text{ном}} \cdot \left[ 3,7 - 7 \cdot \frac{U}{U_{\text{ном}}} + 4,3 \cdot \left( \frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \right]. \quad (14)$$

Заданные в рассматриваемой полиномиальной модели СХН (13), (14) значения коэффициентов при степенях были обозначены как номинальные. Минимальные и максимальные величины рассматриваемого диапазона коэффициентов СХН рассчитываются по (7) – (8) соответственно. После этого коэффициенты полиномиальной СХН перестали удовлетворять условиям нормировки (10) и (12).

В связи с этим для каждого из двенадцати граничных коэффициентов по активной и реактивной мощности из условия нормировки были найдены оставшиеся соответствующие им коэффициенты. Для этого один из трех номинальных коэффициентов заменялся соответствующим ему минимальным или максимальным коэффициентом. Разность между единицей и полученной суммой коэффициентов распределялась между номинальными коэффициентами пропорционально их величинам.

### III. ЗАВИСИМОСТЬ ПЕРЕТОКА МОЩНОСТЕЙ ОТ КОЭФФИЦИЕНТОВ РАССМАТРИВАЕМЫХ МОДЕЛЕЙ СХН ПРИ РАСЧЕТЕ РЕЖИМОВ

В программном комплексе RastrWin3 проводились серии расчетов установившихся нормальных и утяжеленных режимов сети при изменении коэффициентов линейной и степенной полиномиальной модели СХН в диапазоне 10 % относительно номинальных величин коэффициентов. Во всех проведенных расчетах утяжеление прекращалось по критерию достижения максимального предела по допустимому длительному току.

Также была проведена серия расчетов утяжеленных режимов при пониженном напряжении в балансирующем узле, составляющем 85 % от номинального.

Результаты расчетов приведены на диаграммах, на которых показаны полученные для каждой серии расчетов диапазоны мощностей, построенные для удобства сравнения в процентах, относительно мощностей при номинальных значениях коэффициентов СХН.

#### А. Диапазоны мощностей в области нормальных напряжений

На рис. 1 приведены результаты серий расчетов нормальных и утяжеленных режимов в узле генерации рассматриваемой сети для линейной и полиномиальной СХН.

Отклонение коэффициентов линейной модели СХН в 10 %-м диапазоне относительно их номинальных значений ведет к различному отклонению активной (0,2 %) и реактивной (0,52 %) мощностей. Причем при расчете утяжеленных режимов при этих же коэффициентах отклонение как активной (0,69 %), так и реактивной (0,86 %) мощности увеличивается. Соответственно 10 %-е отклонение коэффициентов линейной СХН не оказывает существенного влияния на результаты расчетов режимов.

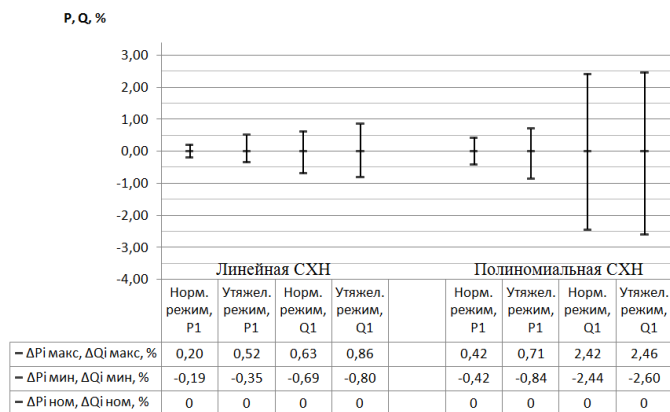


Рис. 1. Сравнение влияния коэффициентов линейной и полиномиальной СХН на величины мощностей нормальных и утяжеленных режимов в узле генерации

Отклонение коэффициентов полиномиальной модели СХН в 10 %-м диапазоне относительно их номинальных значений также ведет к различному отклонению активной (0,42 %) и реактивной (2,44 %) мощностей. Причем при расчете утяжеленных режимов при этих же коэффициентах отклонение как активной (0,84 %), так и реактивной (2,6 %) мощности увеличивается. Соответственно 10 %-е отклонение коэффициентов полиномиальной СХН может оказать влияние на результаты расчетов режимов.

Как видно из рис. 1, изменение коэффициентов СХН особенно влияет на результаты расчета при использовании полиномиальной модели и в большей степени сказывается на расчет величины реактивной мощности.

#### В. Диапазоны мощностей в области низких напряжений

На рис. 2 приведены результаты серий расчетов утяжеленных режимов при изменении коэффициентов полиномиальной СХН в 10 %-м диапазоне. На диаграмме показаны диапазоны активной и реактивной мощности в узлах нагрузки и генерации рассматриваемой сети при нормальном и пониженном напряжениях в балансирующем узле.

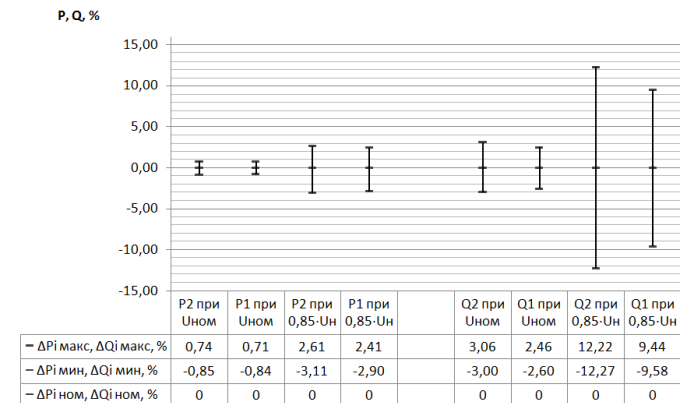


Рис. 2. Сравнение влияния коэффициентов полиномиальной СХН на величины мощностей утяжеленных режимов в узле генерации и нагрузки в области нормальных и низких напряжений

Отклонение коэффициентов полиномиальной модели СХН в 10 %-м диапазоне при утяжелении режима в области низких напряжений оказывает существенное влияние на диапазоны отклонений активной (2,9 %) и реактивной (9,58 %) мощности в узле генерации по сравнению с диапазонами отклонений активной (0,84 %) и реактивной (2,6 %) мощности в узле генерации в области нормальных напряжений.

Как видно из рис. 2, диапазоны отклонений как активных, так и реактивных мощностей в узле нагрузки выше диапазонов отклонений мощностей в узле генерации. Так, максимальное отклонение реактивной мощности в узле нагрузки наблюдается при расчете утяжеленного режима в области низких напряжений и достигает 12,27 %.

### IV. ВЫВОДЫ

При анализе результатов расчета было отмечено, что отклонение коэффициентов полиномиальной СХН в большей степени оказывает влияние на результаты расчета величин мощностей в узлах сети, чем отклонение коэффициентов линейной СХН. Изменение коэффициентов любого вида СХН в большей степени влияет на расчет величин реактивной мощности. При утяжелении режима в области низких напряжений 10 %-е отклонение коэффициентов полиномиальной модели СХН оказывает значительное влияние на расчет предельных мощностей: диапазон возможной активной мощности при утяжелении в таком режиме составляет 2,9 %, а диапазон реактивной – 9,58 %.

В связи с этим уточнение математических моделей нагрузки особенно важно при использовании их в расчетах утяжеленных режимов и режимов при различных наруше-

ниях (таких как снижение напряжения в сети). Более точные модели СХН могут позволить уменьшить погрешность оценки и более точно оценить запасы пропускной способности линий электропередачи в энергосистеме, что может привести к снижению погрешности решения задачи оптимального управления режимами работы энергосистем.

### Список литературы

- [1] Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС»: Стандарт организации. – М., 2013. – С. 10–33.
- [2] Экспериментальное исследование режимов энергосистем / Л.М. Горбунова, М.Г. Портной, Р.С. Рабинович и др.; под ред. С.А. Совалова. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – С. 42–58.
- [3] Неуймин В.Г., Машалов Е.В., Александров А.С., Багрянцев А.А. Программный комплекс «RastrWin3»: руководство пользователя. – 2013. – С. 75–58.
- [4] Паздерин А.В., Суворов А.А., Тавлинцев А.С., Чусовитин П.В., Юдин А.В. Определение статической характеристики крупных узлов нагрузки // Научное обозрение. – 2013. – № 7. – С. 70–77.
- [5] Тавлинцев А.С., Паздерин А.В., Суворов А.А., Чусовитин П.В., Малоземова О.Ю. Экспериментальное исследование статических характеристик нагрузки // Advanced Materials Research. – 2014. – Т. 960/961. – С. 969–973.
- [6] Панкратов А.В., Полищук В.И., Бацева Н.Л. Экспериментальное определение статических характеристик нагрузки электроэнергетических систем // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Энергетика. – 2015. – Т. 15. – №1. – С. 11–20.
- [7] Мышлянников Д.А., Фишов А.Г. Использование спорадических нарушений режима электрической сети для определения крутизны статических характеристик узлов нагрузок // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2014. – № 3. – С. 176–180.
- [8] Гольдштейн В.Г., Дадонов Д.Н., Кротков Е.А., Птичкин М.М. Учет статических характеристик нагрузки при расчетах режимов энергосистем // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2011. – № 3. – С. 35–37.

# Современные тенденции в исследовании устойчивости энергосистем

Е.Ю. Кокшарова<sup>1</sup>, Е.А. Плесняев<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени Б.Н. Ельцина», Уральский энергетический институт  
Екатеринбург, Россия  
liza.koksharova@mail.ru, eaplmail@gmail.com

В настоящее время, во многих странах мира остро стоит проблема обеспечения устойчивой и надежной работы электроэнергетических систем. Исследования устойчивости энергосистем и её повышения могут быть осуществлены с помощью разных средств, методов, использование которых определяется их особенностями и областью применения. Настоящая статья посвящена обзору и систематизации существующих решений в области устойчивости энергосистем. На основании научных материалов статей цифровой библиотеки IEEE был проведен анализ исследований, о которых сообщается в научной периодике. В статье рассмотрены современные средства повышения и методы анализа устойчивости электроэнергетических систем, предлагаемые различными авторами по результатам исследований. Целью обзора является определение текущих тенденций в изучении вопросов устойчивости. В работе сделана попытка на основе анализа мирового опыта выявить перспективные направления исследовательской работы в области статической и динамической устойчивости энергосистем. Полученные результаты позволяют оценить современное состояние технических средств и методологии в обеспечении устойчивой работы энергосистем, а также определить, каким вопросам следует уделить особое внимание при дальнейшей разработке методов анализа и средств повышения устойчивости энергосистем.

*Ключевые слова: энергосистема, электрический режим, статическая устойчивость, динамическая устойчивость.*

## Current trends in the study of the power systems stability

Elizaveta Koksharova<sup>1</sup>, Evgeny Plesnyaev<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Ural Federal University named after B.N. Yeltsin, Ural Power Engineering Institute,  
Ekaterinburg, Russia  
liza.koksharova@mail.ru, eaplmail@gmail.com

At the present time, the issue of ensuring of stable and reliable operation of power systems is the problem of high importance in the many countries of the world. The studies of the power systems stability and methods of its improvement can be realized by different means and ways. The use of these methods is determined by their features and application area. This article provides an overview and systematization of the existing solutions in the field of power systems stability. The research analysis was carried out On the basis of the scientific papers of IEEE digital library. The paper deals with the modern means of system stability improvement and methods of electric power system analysis offered by different authors on their research results. The purpose of the review is to identify the current trends in the study of stability issues. The paper attempts to provide an analysis of international experience to identify promising areas of research in the field of steady state stability and dynamics of a power system. The results obtained allow us to estimate the state-of-the-art of technical means and methodologies to ensure the stable operation of power systems, as well as to determine what issues require special attention in the further development of analysis methods and means to improve the stability of power systems.

*Keywords: electric power system, electric mode, static stability, dynamic stability.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Современная тенденция к стремительному развитию электроэнергетической отрасли приводит к возрастанию необходимости изучения влияния различных факторов на устойчивость и надежность работы существующих энергосистем. Увеличение спроса на энергию, рост населения и экономики, а также многие другие значимые факторы задают определённый вектор для будущих исследований. Таким образом, целью данной работы является обзор направлений исследования вопросов устойчивости, технических средств и методов обеспечения устойчивости энергосистем, а также определение проблем, которым следует уделить особое внимание при дальнейшей разработке методов анализа и средств повышения устойчивости энергосистем.

### II. ОБЛАСТЬ ИССЛЕДОВАНИЯ

В данной работе внимание акцентируется на современных средствах повышения и методах анализа устойчивости электроэнергетических систем, предлагаемых различными авторами по результатам исследований.

В ходе работы было принято решение рассмотреть основные направления развития методологии в области статической и динамической устойчивости энергосистем на основе научных материалов статей цифровой библиотеки IEEE, раздела «IEEE Transactions on Power System» за 2014 год.

### III. ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ

Динамическая устойчивость определяет поведение электрической системы после внезапных и резких измене-

ний параметров режима или при авариях в системе (коротких замыканиях, отключений генераторов, линий или трансформаторов). Таким образом, основными задачами анализа динамической устойчивости электроэнергетических систем являются оценка характера переходного процесса при сильных возмущениях, установление критических параметров при изменении режима, а также расчет значений существенных параметров режима при переходе из одного состояния в другое.

Для анализа динамической устойчивости могут быть использованы различные методы. В частности, метод площадей, используемый для определения предельных значений угла и времени отключений КЗ, метод последовательных интервалов, применяемый для качественной оценки характера переходного процесса по изменению угла во времени. В общем случае энергосистема моделируется системой дифференциальных уравнений, которые решаются различными численными методами.

Основными мерами по повышению динамической устойчивости являются: снижение длительности КЗ за счет применения быстродействующих защит; форсировка возбуждения, действие которой заключается в увеличении ЭДС генераторов и напряжения на шинах электростанции, что приводит к уменьшению сброса электрической мощности; автоматическое повторное включение (АПВ) линий электропередачи, если время бестоковой паузы АПВ меньше времени, за которое угол достигает критического значения; а также применение других средств противоаварийной автоматики и быстродействующих систем возбуждения генераторов электростанций.

Очевидно, что с развитием электроэнергетических систем, совершенствуются существующие и создаются новые средства повышения и методы анализа динамической устойчивости, что можно увидеть в научных материалах цифровой библиотеки IEEE.

#### *А. Методы анализа динамической устойчивости*

Предполагается, что с увеличением доли возобновляемых источников энергии в распределительные сети будут внедрены многочисленные установки распределенной генерации. В связи с этим в [1] предлагается улучшенный метод эквивалентирования сети в установившемся режиме для определения динамической устойчивости распределительной системы или микросети с несколькими асинхронными генераторами. Метод основан на анализе характеристик динамической устойчивости и параметров распределительной сети. В [2] представлен метод стохастического анализа динамической устойчивости каскадных аварий в электрических сетях. Подход данного метода основан на эквивалентировании крупномасштабных электросетей с использованием небольшого количества совокупных переменных состояния при моделировании динамики системы с помощью непрерывных цепей Маркова.

Известно, что микросеть играет важную роль в эффективном использовании возобновляемых источников энергии и устойчивой работе традиционной энергосистемы. Для исследования динамической устойчивости микросети в [3] и [4] предлагается использовать small-signal модель микросети, содержащей асинхронный генератор с ветровой турбиной, синхронный дизель-генератор, систему хранения энергии, основанную на силовой электронике, и электрическую сеть. Аналогичные вопросы рассматриваются и другими авторами. В [5] рассматривается исполь-

зование гибридных автомобилей с подзарядкой от электросети для стабилизации частоты в микросетях или в слабых сетях, в которых отсутствует достаточная инерция, с учетом однофазного характера нагрузки и особенности связи.

Традиционный анализ устойчивости энергосистемы на основе нескольких схемно-режимных ситуаций не может предсказать все рабочие состояния и, следовательно, не гарантирует ни достаточного запаса устойчивости, ни экономичной работы энергосистемы. На основе метода трендового анализа, который используется в экономике, в [6] вводится понятие и методика «трендового анализа устойчивости» энергосистем. Этот метод использует прогноз профиля нагрузки и вероятность возникновения непредвиденных ситуаций, а также определяет тенденцию устойчивости системы на последующем временном интервале.

Следует отметить, что при исследовании устойчивости переходных процессов больших энергосистем с тысячами узлов часто генерируются очень большие объемы данных. В [7] представлен новый метод для обработки данных переходных процессов электроэнергетической системы, позволяющий работать с большими данными. Данный метод использует кластеризацию для извлечения общих особенностей по значениям напряжения и параметрам изменения частоты, а также для выявления выбросов. В [8] представлена методология для сбора и обработки данных синхрофазора для текущего контроля пределов динамической устойчивости. В данной работе предложен системный подход к использованию методов фазовых углов в сравнении с методами расчета пределов передаваемой мощности через сечения системы, а также продемонстрирована возможность использования ситуационного анализа, основанного на измерениях синхрофазора. Работа [9] предоставляет общую вероятностную основу для оценки точности онлайн-прогнозирования динамической устойчивости энергосистемы на основе устройства синхронизированных векторных измерений (PMU) и методов анализа данных.

В [10] предлагается новый метод для оценки параметров динамической устойчивости модели системы с использованием оценки режимов динамической устойчивости системы (частота и демпфирование), полученных из систем мониторинга переходных режимов (WAMS). Схема оценки параметров основана на методе взвешенных наименьших квадратов, который использует чувствительность параметров измеренных модальных частот и демпфирования.

В [11] рассматривается численный метод на основе метода Вейерштрасса для расчета демпфирующего момента энергосистемы во время переходного процесса. Одним из применений предлагаемого метода является определение надлежащих и точных условий демпфирования для моделирования динамической устойчивости энергосистемы.

В большинстве практических случаев традиционные методы оценки надежности подстанций отдельно от электрической сети не являются достаточными для хорошего понимания состояния системы и возможностей усиления. Работа [12] представляет новую методику оценки критичности электрических подстанций с учетом их возможных рабочих состояний: предлагается ввести два дополнительных показателя надежности для выражения уровня дина-

мической и статической устойчивости, которые подстанция обеспечивает энергосистеме.

#### *В. Средства повышения динамической устойчивости*

Многие вопросы динамической устойчивости энергосистемы, как правило, изучаются, исходя из динамических характеристик генераторов, подключенных к сети, принимая во внимание их взаимное влияние. В [13] представлено специальное исследование о значительном влиянии конфигурации сети на динамическую устойчивость системы электроснабжения. В [14] предлагается метод определения оптимального плана расширения пропускной способности электрической сети, чтобы свести к минимуму вероятность возникновения крупных каскадных отключений. Ключевым выводом данной работы является то, что разные стратегии расширения приводят к изменению характера переходного процесса.

Аварийное управление ограничением первого проворота также повышает динамическую устойчивость энергосистемы во время больших возмущений, однако это сложно реализовать для больших систем из-за их вычислительной сложности. Метод, предложенный в [15], гарантирует динамическую устойчивость первого проворота с использованием параллельного метода внутренней точки в уменьшенном пространстве с ортогональным расположением для решения задач аварийного управления. Этот новый алгоритм дискретизирует дифференциально-алгебраические уравнения с ортогональным расположением, что приводит к относительно низкой размерности задачи и ускоряет процесс оптимизации с помощью технологии уменьшения пространства.

В [16] представлен новый проект нелинейного регулятора возбуждения для повышения динамической устойчивости многомашинных систем. Впервые использована частичная линеаризация обратной связи для преобразования нелинейной модели энергосистемы в частично линейную систему, содержащую линейную часть приведенного порядка и независимую часть динамики нелинейных систем. Таким образом, производительность стабилизирующего контроллера не будет зависеть от рабочих точек энергосистемы, и поэтому предложенный регулятор превосходит те, что предназначены для полностью линеаризованных систем. В [17] предлагается конструкция 2-канального стабилизатора колебаний энергосистемы для многомашинной системы, имеющей блоки с аналогичными параметрами и нагрузкой. Линейные и нелинейные результаты моделирования для детальной модели многомашинной станции показывают потенциальные выгоды от использования предлагаемого 2-канального стабилизатора для решения перспективных задач управления демпфированием колебаний.

#### IV. СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ

В отличие от динамической устойчивости, статическая устойчивость определяет поведение электрической системы при малых возмущениях и медленных изменениях параметров режима. Известно, что общий метод анализа статической устойчивости заключается в составлении системы дифференциальных уравнений движения энергосистемы, линеаризации этих уравнений и формировании системы линейных уравнений. Для исследования устойчивости установившегося режима обычно используют алгебраические критерии устойчивости. Для выбора значений

настроечных параметров автоматических регуляторов, при которых система устойчива, применяют частотные методы (метод  $D$ -разбиения, критерий Михайлова).

В настоящее время основным мероприятием по обеспечению статической устойчивости ЭЭС является использование автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) генераторов электростанций. Кроме того, в качестве средств повышения статической устойчивости могут также применяться отключение или управление реакторами (если такая возможность имеется), принудительная кратковременная форсировка возбуждения генераторов и форсировка продольной компенсации, снижающей суммарное реактивное сопротивление.

Таким образом, в связи с тенденциями в развитии электроэнергетики, актуальными являются задачи разработки методов для анализа статической устойчивости электроэнергетических систем, а также определения эффективных средств повышения статической устойчивости электроэнергетических систем.

#### *А. Методы анализа статической устойчивости*

Наличие неопределенности в режиме работы и параметрах электрической системы приводит к вариативности процесса демпфирования предельных режимов и делает необходимой вероятностную оценку устойчивости системы. Обычный метод Монте-Карло (МК) в таких случаях становится весьма требовательным к вычислительным ресурсам для больших энергетических систем с многочисленными неопределенными параметрами. В связи с этим [18] представляет сравнительный анализ производительности трех эффективных методов анализа. Метод точечной оценки, аналитический кумулянтный метод и вероятностный метод взаимного расположения сравниваются, чтобы оценить их целесообразность для использования в анализе статической устойчивости больших неопределенных энергосистем.

Устойчивость по напряжению на малых интервалах времени является одной из проблем в работе энергосистем. В работе [19] описывается граница устойчивости в  $PV$ -плоскости для узла нагрузки при анализе краткосрочной устойчивости напряжения. С помощью сравнения рабочей точки нагрузки с линией границы наглядно определяется ускорение или замедление асинхронного двигателя, тем самым четко объясняются кратковременные явления неустойчивости напряжения.

В [20] также изучается управление напряжением и реактивной мощностью объединенных энергосистем с точки зрения устойчивости по напряжению. Предполагается максимизация эффективного резерва реактивной мощности с использованием централизованных и децентрализованных решений.

Большое внимание в научной периодике уделено вопросу подсинхронного резонанса. Широкое признание в качестве одного из эффективных средств по стабилизации подсинхронного резонанса получил дополнительный контроллер возбуждения демпфирования (SEDC). В [21] представлена количественная мера способности SEDC влиять на затухающий подсинхронный резонанс, а именно индекс стабилизирующей способности (SAI). Кроме того, в [22] исследуется явление подсинхронного взаимодействия кручения (SSTI) для гидроагрегатов с малым моментом инерции, взаимосвязанных с системой электропереда-



чи высокого напряжения на постоянном токе (HVDC). Также вопросы подсинхронного резонанса рассматриваются в [23]. Эта статья сравнивает предложенные модели генераторов IEEE, такие как модель эквивалентной схемы и модель рабочей индуктивности, чтобы понять их демпфирующие свойства в системе первичного сравнительного анализа IEEE для исследования подсинхронного резонанса. Через детальный анализ собственных значений и моделирования во временной области было продемонстрировано, что эти модели предлагают отличающиеся результаты в отношении колебательного режима, тем самым сильно влияя на характеристики стабилизатора энергосистемы (PSS), особенно когда система последовательно скомпенсирована. Аналогичные исследования проводятся в [24]. Предлагается методика оценки риска подсинхронного резонанса в замкнутых компенсированных сетях переменного тока. Разработанная методология учитывает тяжесть режима подсинхронного резонанса в различных сетевых конфигурациях, вызванных постоянной последовательной компенсацией, и вероятностного поведения энергосистем из-за случайных отключений линий.

## V. ВЫВОДЫ

Исходя из результатов проведенного анализа, можно сказать, что во всем мире активно ведутся исследования в области обеспечения устойчивой работы энергосистем. Однако наибольшее внимание уделяется вопросам стабилизации подсинхронного резонанса. В связи с этим, в дальнейшем предполагается уделить особое внимание данному вопросу.

## Список литературы

- [1] Niancheng Zhou, Peng Wang, Qianggang Wang, PohChiang Loh. Transient stability study of distributed induction generators using an improved steady-state equivalent circuit method // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2014. – Vol. 29(2).
- [2] Mahshid Rahnamay-Naeini, Zhuoyao Wang, Nasir Ghani, Andrea Mammoli, Majeed M. Hayat. Stochastic analysis of cascading-failure dynamics in Power Grids // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2014. – Vol. 29(4).
- [3] Xisheng Tang, Wei Deng, Zhiping Qi. Investigation of the dynamic stability of microgrid // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2014. – Vol. 29(2).
- [4] Jaime Quintero, Vijay Vittal, Gerald T. Heydt, Hui Zhang. The impact of increased penetration of converter control-based generators on power system modes of oscillation // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2014. – Vol. 29(5).
- [5] Mohammadreza Fakhari Moghaddam Arani, Yasser Abdel-Rady I. Mohamed, Ehab F. El-Saadany. Analysis and mitigation of the impacts of asymmetrical virtual inertia // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2014. – Vol. 29(6).
- [6] Anjia Mao, M. Reza Iravani. A trend-oriented power system security analysis method based on load profile // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2014. – Vol. 29(3).
- [7] Sudipta Dutta, Thomas J. Overbye. Feature extraction and visualization of power system transient stability results // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2014. – Vol. 29(2).
- [8] Anissa Kaci, Innocent Kamwa, Louis-A. Dessaint. Synchrophasor data baselining and mining for online monitoring of dynamic security limits // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2014. – Vol. 29(6).
- [9] Tingyan Guo, Jovica V. Milanović. Probabilistic framework for assessing the accuracy of data mining tool for online prediction of transient stability // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2014. – Vol. 29(1).
- [10] Song Guo, Sean Norris, Janusz Bialek. Adaptive parameter estimation of power system dynamic model using modal information // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2014. – Vol. 29(6).
- [11] Ningqiang Jiang, Hsiao-Dong Chiang. Damping torques of multi-machine power systems during transient behaviors // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2014. – Vol. 29(3).
- [12] Armando M. Leite da Silva, Airton Violin, Cláudio Ferreira, Zulmar S. Machado, Jr. Probabilistic evaluation of substation criticality based on static and dynamic system performances // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2014. – Vol. 29(3).
- [13] Di Wu, Chenxi Lin, Varun Perumalla, John N. Jiang. Impact of grid structure on dynamics of interconnected generators // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2014. – Vol. 29(5).
- [14] John Shortle, Steffen Rebennack, Fred W. Glover. Transmission-capacity expansion for minimizing blackout probabilities // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2014. – Vol. 29(1).
- [15] Quanyuan Jiang, Yun Wang, Guangchao Geng. A parallel reduced-space interior point method with orthogonal collocation for first-swing stability constrained emergency control // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2014. – Vol. 29(1).
- [16] Mahmud M.A., Pota H.R., Aldeen M., Hossain M.J. Partial feedback linearizing excitation controller for multimachine powersystems to improve transient stability // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2014. – Vol. 29(2).
- [17] Nelson Martins, Thiago Henrique Sanches Bossa. A modal stabilizer for the independent damping control of aggregate generator and intraplant modes in multigenerator power plants // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2014. – Vol. 29(6).
- [18] Robin Preece, Kaijia Huang, Jovica V. Milanović. Probabilistic small-disturbance stability assessment of uncertain power systems using efficient estimation methods // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2014. – Vol. 29(5).
- [19] Kawabe K., Tanaka K. Analytical method for short-term voltage stability using the stability boundary in the P-V plane // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2014. – Vol. 29(6).
- [20] Omid Alizadeh Mousavi, Rachid Cherkaoui. Maximum voltage stability margin problem with complementarity constraints for multi-area power systems // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2014. – Vol. 29(6).
- [21] Xiaorong Xie, Huakun Liu, Yingduo Han. SEDC's ability to stabilize SSR: A case study on a practical series-compensated power system // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2014. – Vol. 29(6).
- [22] Yin Chin Choo, Ashish P. Agalgaonkar, Kashem M. Muttaqi. Analysis of subsynchronous torsional interaction of HVDC system integrated hydro units with small generator-to-turbine inertia ratios // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2014. – Vol. 29(3).
- [23] Shashidhara M. Kotian, Shubhanga K.N. Performance of synchronous machine models in a series-capacitor compensated system // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2014. – Vol. 29(3).
- [24] Atia Adrees, Jovica V. Milanović. Methodology for evaluation of risk of subsynchronous resonance in meshed compensated networks // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2014. – Vol. 29(2).

# Оценка экономической эффективности модернизации частотной делительной автоматики (ЧДА) Ярославской ТЭЦ-3

С.А. Кононов

Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Ярославской области»  
Ярославль, Россия  
sergey\_kononov92@mail.ru

Существующая система ЧДА Ярославской ТЭЦ-3 не является достаточно надёжной, так как выделение генераторов на район нагрузок осуществляется по примитивному алгоритму, определённому предварительно оперативным персоналом в зависимости от схемы станции. В условиях современного оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) актуально оценить, насколько экономически эффективно для собственника станции инвестирование средств в усовершенствование данной автоматики.

*Ключевые слова: модернизация, противоаварийная автоматика, частотная делительная автоматика, экономическая эффективность, оптовый рынок электроэнергии и мощности, рынок системных услуг, системная надёжность.*

## Cost-effectiveness analysis of modernization of underfrequency islanding system (UIS) of Yaroslavl CHP-3 (combined heat and power plant)

Sergey Kononov

Branch of JSC «SO UPS» «Regional Dispatch Administration of electric energy system in Yaroslavl Region»  
Yaroslavl, Russian Federation  
sergey\_kononov92@mail.ru

Current system of UIS of Yaroslavl CHP-3 is not quite reliable, because the generators islanding for the load zone is done due to primitive algorithm which is previously defined by the operating personnel and it depends on the station's scheme. Under the conditions of current wholesale market for electricity and power (WMEP) it's important to evaluate the commercial efficiency for the station owner about the investment into the development of this automatics.

*Keywords: modernization, automatic protective devices, underfrequency islanding system, commercial efficiency, wholesale market for electricity and power, ancillary services market, overall reliability.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Частотная делительная автоматика (далее – ЧДА) является одной из подсистем системы автоматического ограничения снижения частоты и применяется для:

- сохранения в работе собственных нужд и предотвращения полного останова тепловых электростанций при глубоком (ниже 47,5 Гц) снижении частоты;
- обеспечения питания групп потребителей, не допускающих перерывов в электроснабжении.

Согласно [1], ЧДА должна устанавливаться на всех ТЭС, на которых она может быть выполнена, исходя из условий их работы. Однако на большинстве электростанций, построенных в СССР, ЧДА устанавливалась на этапе строительства, задолго до присоединения генерирующих компаний к [1]. Устройства данной автоматики выполнялись на электромеханической элементной базе, а алгоритмы выделения станций были достаточно примитивными. При этом стоит отметить, что ЧДА соответствовала всем требованиям надёжности того времени, так как отсутство-

вала техническая возможность достоверно смоделировать «поведение» энергосистемы при аварийных дефицитах активной мощности и снижении частоты.

Цель настоящего исследования заключается в определении степени надёжности устаревшей системы ЧДА на примере данного вида автоматики Ярославской ТЭЦ-3 и оценке экономической эффективности её модернизации. В работе показано, кому из субъектов оптового рынка электроэнергии и мощности (далее – ОРЭМ) выгодно усовершенствование этой системы, а приведённые результаты дают основание включить модернизацию комплекса ЧДА в перечень услуг по обеспечению системной надёжности.

В работе используются методы расчёта экономического ущерба от снижения частоты и аварийных издержек при правильном (далее – ПФ) и неправильном (далее – НФ) функционировании противоаварийной автоматики (далее – ПА), описанные в [2] и [3] и адаптированные к условиям современного ОРЭМ. Оценка экономической эффективности выполнена по методике, предложенной в [4].

## II. ПРОЕКТ МОДЕРНИЗАЦИИ

Ярославская ТЭЦ-3 (далее – ТЭЦ-3) является одним из основных источников электроснабжения нефтеперерабатывающего завода (далее – НПЗ) и потребителей коммунально-бытового сектора, а также обеспечивает теплом более 35 % населения г. Ярославля.

Существующая система ЧДА станции выполнена на базе электромеханических реле. Алгоритм действия автоматики подразумевает выделение на изолированную работу ТГ-1, ТГ-2 и ТГ-4 с примерно сбалансированным районом нагрузки шин 35 кВ. Значение этой нагрузки контролируется дежурным инженером станции (далее – ДИС), а также диспетчером Ярославского РДУ. В зависимости от этого значения и оперативной схемы станции, ДИС принимает решение о составе выделяемого генерирующего оборудования (далее – ГО) и переводит соответствующий ключ в нужное положение. Выделение осуществляется за счёт отключения ЭГВ-110 кВ Т-1, Т-2, Т-6 или ВкВ-35 кВ Т-1, Т-2, Т-6.

В силу «ручного» выбора состава выделяемого ГО данный алгоритм имеет следующие недостатки:

- частота в изолированном районе может установиться на недопустимой по длительности работы паровых турбин величине согласно [5], что повлечёт срабатывание технологических защит на отключение турбогенераторов;
- регулировочный диапазон выделенного ГО может не обеспечить частоту для синхронизации, что влечёт за собой отключение потребителей НПЗ.

Проект модернизации ЧДА ТЭЦ-3 предусматривает замену морально устаревшей электромеханической элементной базы современными микропроцессорными терминалами. Адаптивный алгоритм выполнен по принципу «I-До» и основан на полностью автоматическом выборе схемы выделения и автоматической дозировке воздействий (рис. 1 и 2). Система ЧДА выбирает наиболее эффективное с точки зрения надёжности и экономичности сечение для выделения на изолированную работу и формирует сигналы на отключение/включение выключателей на других энергетических объектах.

К преимуществам данного способа реализации системы ЧДА можно отнести:

- минимизацию ущерба станции за счёт исключения срабатывания технологических защит генерирующего и котельного оборудования, что позволяет сохранить в работе все агрегаты и собственные нужды станции при снижении частоты;
- минимизацию ущерба потребителей за счёт сохранения их в нормальном режиме работы и предотвращения лавинообразного снижения частоты и последующего отключения;
- упрощение процесса синхронизации станции с энергосистемой.

К недостаткам данной системы относятся высокая стоимость и сложность реализации.

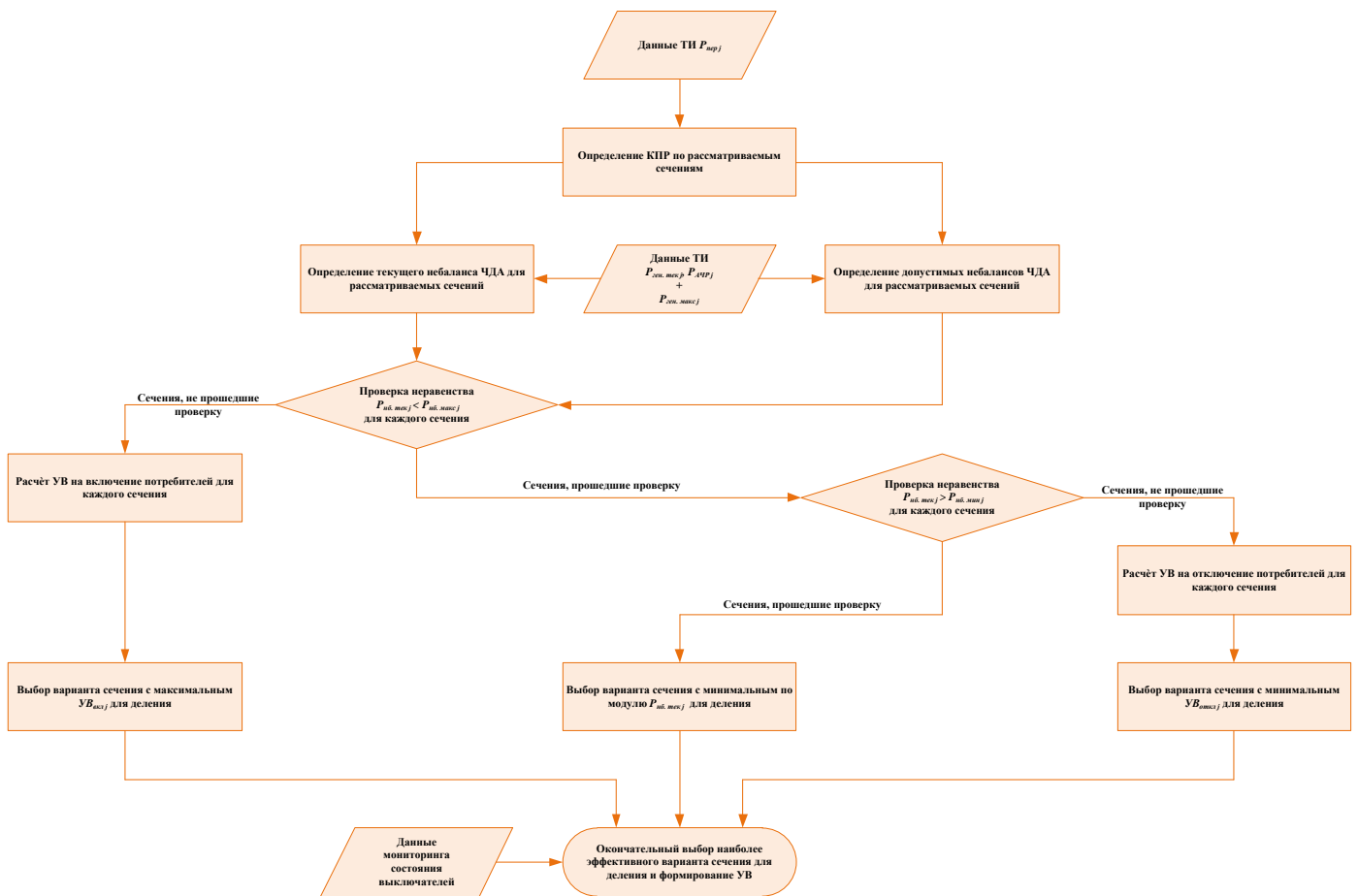


Рис. 1. Блок-схема алгоритма работы модернизированной системы ЧДА



$$\left. \begin{aligned}
 Y'_{W_{o.g.}} &= (P'_{o.g.ПФ} \cdot p'_{ПФ} + P'_{o.g.НФ} \cdot p'_{НФ}) \cdot p(f_{ЧДА}) \times \\
 &\quad \times n_{отр} \cdot \tau_{в.п.} \cdot \Pi_{W_{PCB}} \\
 Y'_{P_{o.g.}} &= (P'_{ПФ} \cdot p'_{ПФ} + P'_{НФ} \cdot p'_{НФ}) \cdot \frac{1}{24 \cdot N} \times \\
 &\quad \times p(f_{ЧДА}) \cdot n_{отр} \cdot \tau_{в.п.} \cdot C_P \\
 Y'_{д.с} &= (N'_{o.g.ПФ} \cdot P_{ПФ} + N'_{o.g.НФ} \cdot P_{НФ}) \cdot p(f_{ЧДА}) \times \\
 &\quad \times n_{отр} \cdot y_{д.с}
 \end{aligned} \right\}, \quad (4)$$

где  $P'_{o.g.ПФ}$ ,  $P'_{o.g.НФ}$  – мощность отключённых генераторов ТЭЦ-3 при ПФ/НФ модернизированной ЧДА, МВт;  $N'_{o.g.ПФ}$ ,  $N'_{o.g.НФ}$  – количество отключённых генераторов ТЭЦ-3 при ПФ/НФ;  $y_{д.с}$  – удельный ущерб от деления сети, оценивающий расходы на ремонт ГО, руб./агр.

Для потребителей экономический эффект от модернизации ЧДА ТЭЦ-3 определяется изменением математического ожидания ущерба от отключения их устройствами АЧР ( $Y_{АЧР}$ ,  $Y'_{АЧР}$ ) и снижения мощности нагрузки из-за снижения частоты ( $Y_{\Delta f}$ ,  $Y'_{\Delta f}$ ) после замены не снимающихся УВ на исправляемые:

$$\left. \begin{aligned}
 \delta Y_{потр} &= \frac{Y_{потр}}{Y'_{потр}} = \frac{Y_{АЧР} + Y_{\Delta f}}{Y'_{АЧР}} \\
 Y'_{АЧР} &= n_{отр} \cdot \sum_{i=1}^n p(f_{АЧРi}) \cdot P_{нагрi}^{макс} \cdot \lambda'_i \times \\
 &\quad \times \gamma_i(\varepsilon_i(f)) \cdot \Delta \tau_{отрi}(\varepsilon_i(f)) \cdot Y_{АЧРi} \\
 Y'_{\Delta f} &= n_{отр} \cdot p(f_{ЧДА}) \cdot \sum_{i=1}^n P_{нагрi}^{макс} \cdot (1 - \lambda'_i) \times \\
 &\quad \times \varepsilon_i(f) \cdot \gamma_i(\varepsilon_i(f)) \cdot \Delta \tau_{отрi}(\varepsilon_i(f)) \cdot Y_{\Delta fi}
 \end{aligned} \right\}, \quad (5)$$

где  $p(f_{АЧРi})$  – вероятность снижения частоты ниже уставки срабатывания устройств АЧР  $i$ -й подстанции (далее – ПС), о. е.;  $P_{нагрi}^{макс}$  – максимальная нагрузка  $i$ -й ПС, МВт;  $\lambda'_i$  – доля нагрузки фидеров, заведённых под АЧР, от всей нагрузки ПС, о. е.;  $\varepsilon_i(f)$  – степень ограничения нагрузки  $i$ -й ПС из-за снижения частоты, о. е.;  $\gamma_i(\varepsilon_i(f))$  – плотность ограничиваемой части графика нагрузки  $i$ -й ПС, о. е.;  $\tau_{отрi}(\varepsilon_i(f))$  – длительность одного ограничения нагрузки  $i$ -й ПС при прохождении её максимума, ч/огр.;  $Y_{АЧРi}$ ,  $Y_{\Delta fi}$  – удельный ущерб от отключения потребителей  $i$ -й ПС устройствами АЧР и от снижения частоты соответственно, руб./МВт·ч.

Расчёт выполнен при снижении частоты на момент зимнего максимума нагрузки энергосистемы 9-00 12.01.2016 г. Во включённом состоянии находится три турбогенератора: ТГ-2, ТГ-4 и ТГ-5. Турбогенератор ТГ-1 – в состоянии «холодного» резерва. Результаты представлены в таблице.

Параметр	Модернизированная ЧДА	Существующая ЧДА
Д <sub>W</sub> , руб.	232002,8	76561,0
Д <sub>P</sub> , руб.	31007,8	10232,6
Д, руб.	263010,7	86793,6
И, руб.	66828,0	2764,0
Y <sub>W.o.g.</sub> , руб.	0,2	155442,1
Y <sub>P.o.g.</sub> , руб.	0,0	20775,3
Y <sub>д.с.</sub> , руб.	0,0	19689,0
Y, руб.	0,2	195906,3
З, руб.	1180628,3	198670,3
Э, руб.	-917617,6	-111876,7
δЭ, о. е.	8,2	
Y <sub>Δf</sub> , руб.	0,0	42978,3
Y <sub>АЧР</sub> , руб.	228653,7	1242965,8
Y <sub>потр</sub> , руб.	228653,7	1285944,1
δY <sub>потр</sub> , о. е.	5,6	

#### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты исследования показали неспособность существующей ЧДА достаточно минимизировать ущерб станции при глубоком снижении частоты, поэтому можно утверждать, что она морально устарела и в недостаточной степени отвечает современным требованиям системной надёжности. Однако оценка экономической эффективности модернизации ЧДА показала увеличение итак отрицательного Э в 8,2 раза.

Сравнительный анализ ущербов потребителям показал их уменьшение в 5,6 раза после модернизации ЧДА.

Резюмируя вышеизложенное, можно сказать, что проект модернизации выгоден потребителям и однозначно убыточен для собственника станции. Исходя из этого следует, что для развития систем ЧДА необходим поиск экономических механизмов, стимулирующих к этому собственников ГО. Одним из таких механизмов является рынок системных услуг.

В связи с этим предлагается включить установку и эксплуатацию интеллектуализированных систем ЧДА в перечень услуг по обеспечению системной надёжности. Данное решение повысит заинтересованность к вопросам системной надёжности не только собственников крупных станций, но и объектов средней и малой генерации.

#### Список литературы

- [1] СТО 59012820.29.240.001-2011. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования: стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» от 19.04.2011.
- [2] Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 188 с.
- [3] Глускин И.З., Иофьев Б.И. Противоаварийная автоматика в энергосистемах. – М.: Знак, 2009. – 568 с.
- [4] Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
- [5] ГОСТ 24278-89. Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС.

# Управляемые устройства продольной компенсации и управляемые шунтирующие реакторы для улучшения устойчивости электроэнергетической системы

Д.Н. Кормилицын

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»

Иваново, Россия

dimak91dimak91@list.ru

Одним из способов увеличения пропускной способности линий СВН является применение управляемых устройств компенсации – устройств продольной компенсации и шунтирующих реакторов. Однако в известных работах по исследованию устойчивости электроэнергетических систем рассматривается влияние только одного типа устройств на устойчивость. Показано увеличение пропускной способности дальней ЛЭП СВН, содержащей управляемые устройства компенсации, при совместном их регулировании. Предложена методика построения областей устойчивости с целью определения диапазонов изменения коэффициентов регулирования управляемых устройств с точки зрения сохранения статической колебательной устойчивости.

*Ключевые слова:* управляемые УПК, дальние электропередачи, управляемый шунтирующий реактор, устойчивость электроэнергетических систем, активно-адаптивные сети, области устойчивости.

## Controlled series compensation and controlled shunt reactors to enhance electrical power engineering system stability

DmitryKormilicyn

Ivanovo State Power Engineering University

Ivanovo, Russian Federation

dimak91dimak91@list.ru

One way to increase the transmission capacity of extra-high voltage lines is to use controlled compensation devices – series compensation and shunt reactors. However, the well-known articles deal with only one type of controlled devices and show their impact on the stability of electrical power engineering systems. The increase of transmission capacity of long-distance extra-high voltage power transmission lines with joint regulation of controlled compensation devices is shown. The method of determining the stability regions to find the range of variation of controlled series capacitor regulation factor to save oscillatory stability is proposed.

*Keywords:* controlled series compensation, long-distance power transmission, controlled shunt reactor, electrical power engineering system stability, Smart Grid, stability regions.

Устройства продольной компенсации (УПК), устанавливаемые на линии электропередачи сверхвысокого напряжения (ЛЭП СВН), позволяют значительно повысить предел передаваемой мощности, а также положительно сказываются на показателях статической и динамической устойчивости [1]. Управляемые устройства продольной компенсации (УУПК) позволяют повысить предел передаваемой мощности, а также обеспечить приемлемый уровень напряжения по длине ЛЭП при передаче малой мощности при условии установки шунтирующих реакторов (ШР) на выводах УУПК.

Целью данной работы является исследование влияния комплексного управления устройствами УУПК и УШР на устойчивость и режимы работы рассматриваемой системы.

Исследование устойчивости выполнено для изолированной системы из двух электрических станций, работающих на общую нагрузку (рис. 1, 2). Генерирующие станции номинальной мощностью 2400 МВт каждая соединены между собой двухцепной линией электропередачи 500 кВ длиной 1000 км с установленным посередине УУПК. На каждом выводе УУПК установлены УШР.

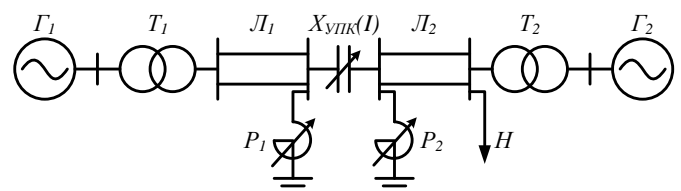


Рис. 1. Исследуемая двухмашинная электроэнергетическая система

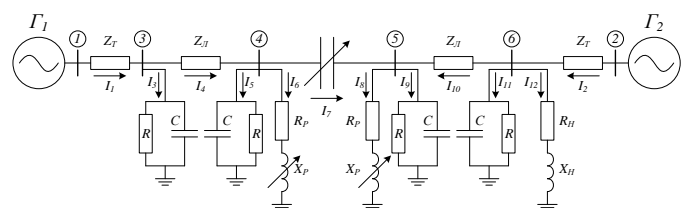


Рис. 2. Схема замещения исследуемой электроэнергетической системы



Модель электроэнергетической системы формируется из блоков дифференциальных и алгебраических уравнений. Она состоит из моделей синхронных машин и модели электрической сети, в которую входят трансформаторы, линии электропередачи, реакторы, УПК и нагрузки. Полная модель соответствует уровню идеализации Парка – Горева и может быть представлена в следующем виде:

$$\begin{cases} \frac{dX}{dt} = F(X, Y, t); \\ \varphi(X, Y, t) = 0, \end{cases}$$

где  $X$  – вектор переменных, входящих под знак производной;  $Y$  – вектор переменных, не входящих под знак производной;  $F$  – вектор-функция правых частей дифференциальных уравнений;  $\varphi$  – вектор-функция правых частей алгебраических уравнений.

Уравнение для регулируемого УПК имеет следующий вид [1]:

$$X_{\text{УПК}}(I) = \frac{10^6}{\omega_0 \cdot (K_1 - K_2 \cdot I \cdot I_6) \cdot Z_6}. \quad (1)$$

Для оценки влияния УШР на показатели режимов и устойчивость в математическую модель для расчета установившихся и переходных режимов исследуемой системы был введен следующий закон регулирования УШР [2]:

$$\Delta X_{\text{УШР}} = -K_{\text{УШР}} \cdot (U - U_0). \quad (2)$$

Данный закон позволяет обеспечить увеличение проводимости реактора при увеличении напряжения, тем самым снижая напряжение в точке подключения и наоборот.

Для выяснения влияния комплексного управления УУПК и УШР на предел передаваемой мощности исследуемой системы все результаты расчетов сравнивались с режимом с постоянной степенью компенсации, что осуществлялось введением коэффициента  $K_2 = 0$  в уравнение для регулируемого УПК (1), и с постоянным индуктивным сопротивлением реакторов, что обеспечивалось введением  $K_{\text{УШР}} = 0$  в уравнение для закона регулирования УШР (2).

На рис. 3 приведены угловые характеристики мощности для различных видов управления.

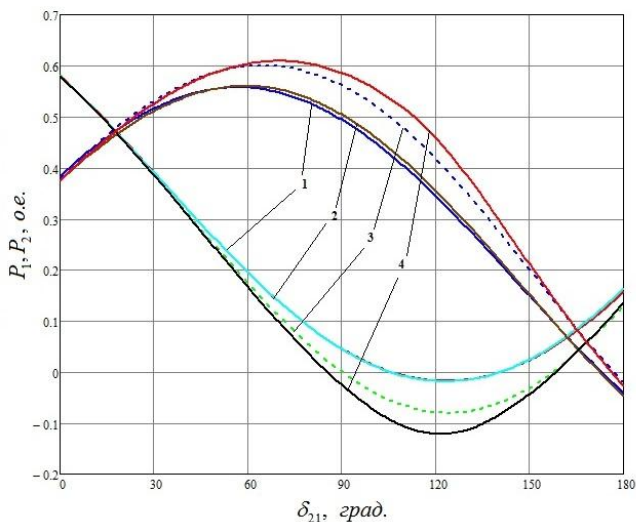


Рис. 3. Угловые характеристики активной мощности исследуемой системы: 1 –  $K_2 = 0$ ,  $K_{\text{УШР}} = 0$ ; 2 –  $K_2 = 0$ ,  $K_{\text{УШР}} = 4$ ; 3 –  $K_2 = 4$ ,  $K_{\text{УШР}} = 0$ ; 4 –  $K_2 = 4$ ,  $K_{\text{УШР}} = 4$

Угловые характеристики  $P_1(\delta_{12})$  и  $P_2(\delta_{12})$  показывают увеличение предельного по статической устойчивости взаимного угла  $\delta_{12}$  в зависимости от вида управления, а также увеличение предела передаваемой мощности по сравнению с нерегулируемой передачей. Проведенное изучение влияния комплексного управления УУПК и УУШР на характеристики установившихся режимов рассматриваемой электрической системы показало его эффективность в плане повышения пределов передаваемой мощности по сравнению с остальными видами управления.

Для анализа статической устойчивости рассмотрена электроэнергетическая система, содержащая УУПК и ШР, мощность которых может изменяться дискретно. Для данной электроэнергетической системы составлены уравнения переходных процессов, происходящих при малых отклонениях режимных параметров:

$$\begin{cases} T_{J1} p^2 \delta_1 + D_1 p \delta_{12} = P_{T1} - P_{S1}; \\ T_{J2} p^2 \delta_2 - D_2 p \delta_{12} = P_{T2} - P_{S2}; \\ T_{d01} p E'_{q1} + E_{q1} = E_{qe1}; \\ T_{d02} p E'_{q2} + E_{q2} = E_{qe2}; \\ I = f(\delta_{12}, X_{\text{УПК}}, E_{q1}, E_{q2}); \\ X_{\text{УПК}} = f(I). \end{cases} \quad (3)$$

На основе данных уравнений после их линеаризации составлен характеристический определитель 7-го порядка. После раскрытия определителя получено характеристическое уравнение 4-го порядка. Как известно, об апериодической устойчивости можно судить по знаку свободного члена характеристического уравнения [3]. Для рассматриваемой системы с УУПК и дискретными ШР свободный член имеет следующий вид:

$$a_4 = \left( \frac{1}{T_{J1}} \frac{\partial P'_1}{\partial \delta_{12}} - \frac{1}{T_{J2}} \frac{\partial P'_2}{\partial \delta_{12}} \right) \left( \frac{\partial I}{\partial X_{\text{УПК}}} \frac{\partial X_{\text{УПК}}}{\partial I} - 1 \right) - \frac{\partial I}{\partial \delta_{12}} \frac{\partial X_{\text{УПК}}}{\partial I} \left( \frac{1}{T_{J1}} \frac{\partial P'_1}{\partial X_{\text{УПК}}} - \frac{1}{T_{J2}} \frac{\partial P'_2}{\partial X_{\text{УПК}}} \right). \quad (4)$$

Анализ данного выражения показывает, что в случае отсутствия регулирования сопротивления УУПК (при этом коэффициент регулирования  $K_2 = 0$ ) частная производная  $\frac{\partial X_{\text{УПК}}}{\partial I}$  обращается в ноль, что, в свою очередь, приводит к тому, что данное выражение приобретает следующий вид:

$$a_2 = \frac{1}{T_{J1}} \frac{\partial P'_1}{\partial \delta_{12}} - \frac{1}{T_{J2}} \frac{\partial P'_2}{\partial \delta_{12}}. \quad (5)$$

Исходя из данного уравнения, получаем известный критерий устойчивости для двухмашинной системы без компенсирующих устройств [4]:

$$\frac{1}{T_{J1}} \frac{\partial P'_1}{\partial \delta_{12}} - \frac{1}{T_{J2}} \frac{\partial P'_2}{\partial \delta_{12}} > 0. \quad (6)$$

Проанализировав данное выражение, можно сделать вывод о том, что момент перехода  $a_n$  через ноль зависит от положения пиков угловых характеристик мощности эквивалентных генераторов.

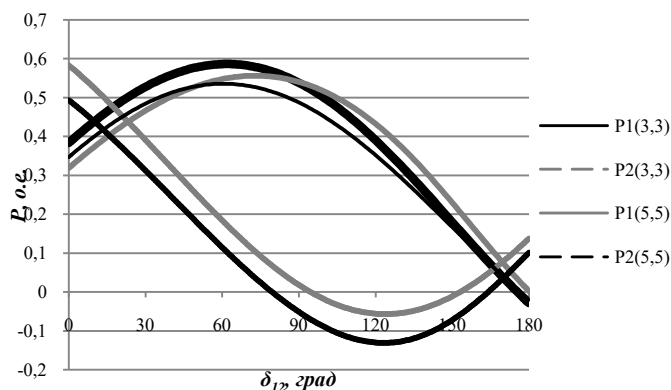


Рис. 4. Угловые характеристики мощности генераторов при включении 3 и 5 групп ШР и регулируемом УПК ( $K_2 = 4$ )

На рис. 4 показано, что при наличии регулирования сопротивления УПК с увеличением числа групп ШР, установленных на его выводах, происходит смещение предела передаваемой мощности не только вниз, но и вправо, тогда как при неуправляемом УПК предел передаваемой мощности наблюдался практически при одном и том же значении взаимного угла  $\delta_{12}$ .

Соответственно для случая нерегулируемого УПК, независимо от количества установленных групп шунтирующих реакторов, смена знака свободного члена происходит при одном и том же значении взаимного угла  $\delta_{12}$  (рис. 5).

Таким образом, вследствие смещения пиков угловых характеристик вправо при наличии регулирования на УПК, свободный член характеристического уравнения меняет свой знак при большем значении  $\delta_{12}$ , при большем количестве включенных групп ШР (рис. 6).

Для анализа колебательной устойчивости рассматриваемой системы используется та же упрощенная модель (3), что и для анализа апериодической устойчивости. В полученном характеристическом уравнении непосредственно записан коэффициент регулирования УПК  $K_2$ . С использованием метода  $D$ -разбиения по одному параметру (в данном случае – коэффициент  $K_2$  регулирования УПК) построены области устойчивости [5]. Необходимо отметить, что для построения границы  $D$ -разбиения коэффициент  $K_2$  представлен в следующем виде:

$$\dot{K}_2 = K_2(\omega) + jb(\omega). \quad (7)$$

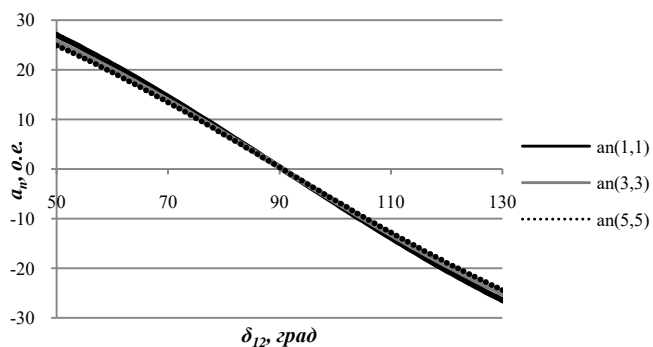


Рис. 5. Зависимость свободного члена характеристического уравнения для нерегулируемого УПК ( $K_2 = 0$ ) при включении по 1, 3 и 5 групп ШР

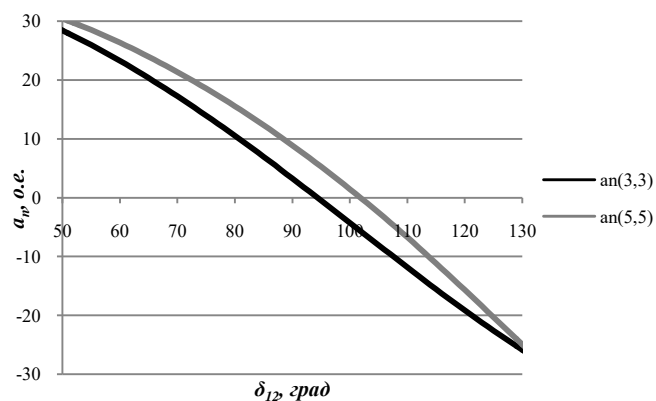


Рис. 6. Зависимость свободного члена ХУ для регулируемого УПК ( $K_2 = 4$ ) при включении по 3 и 5 групп ШР

Полином  $jb(\omega)$ , входящий в уравнение (3) и влияющий на форму границы  $D$ -разбиения, зависит от конфигурации электроэнергетической системы, а также от характеристик исходного установившегося режима (передаваемая мощность и соотношение активной и реактивной составляющих нагрузки).

На рис. 7 приведены области устойчивости исследуемой ЭЭС для исходного установившегося режима при различном количестве групп ШР, установленных на выводах УУПК, а также при наличии идеального АРВ-СД на генераторах (напряжение на выводах поддерживается равным  $1,05 \cdot U_{н}$ ).

Необходимо отметить, что интересующая часть данных областей устойчивости является только зоной положительных действительных значений, поскольку диапазон допустимого с точки зрения сохранения колебательной статической устойчивости изменения параметра регулирования УПК  $K_2$  принадлежит оси действительных чисел [6]. На рис. 8 представлены те же зависимости, что и на рис. 7, но в большем масштабе.

Анализ областей устойчивости, представленных на рис. 8, показывает, что увеличение числа включенных в работу групп ШР отрицательно сказывается на диапазоне допустимого изменения коэффициента регулирования УПК  $K_2$ . Однако при передаче мощности, близкой и большей натуральной, необходимость в большом количестве реакторов отпадает из-за увеличивающихся потерь реактивной мощности в ДЛЭП, что позволяет дополнительно увеличить диапазон допустимого значения коэффициента.

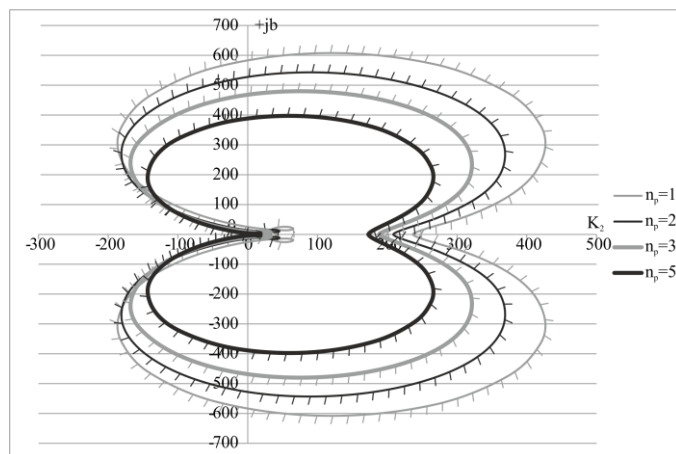


Рис. 7. Области устойчивости для регулируемого УПК при включении по 1, 2, 3 и 5 групп ШР



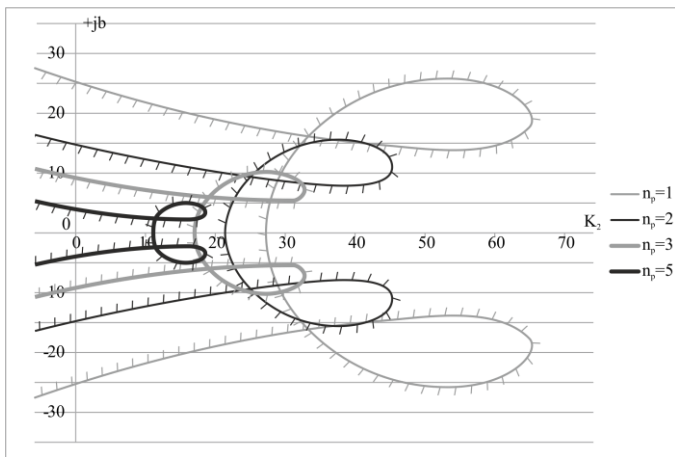


Рис. 8. Области устойчивости для регулируемого УПК при включении по 1, 2, 3 и 5 групп ШР

Кроме того, необходимо учитывать напряжения на УУПК, чтобы не допустить перенапряжения на его выводах. На рис. 9 представлены зависимости напряжения на выводах УУПК в зависимости от количества включенных групп реакторов.

Зависимости, изображенные на рис. 8, свидетельствуют о том, что в рассматриваемом режиме включение по одному реактору нежелательно из-за наличия перенапряжения на правом выводе УПК.

#### Выводы

Результаты, полученные при моделировании, свидетельствуют о том, что совместное регулирование УУПК и УШР позволяет повысить предел передаваемой мощности в сравнении с нерегулируемой передачей.

При наличии УУПК увеличение числа групп ШР приводит к увеличению взаимного угла  $\delta_{12}$ , при котором наблюдается смена знака свободного члена характеристического уравнения, а следовательно, к улучшению аperiodической устойчивости.

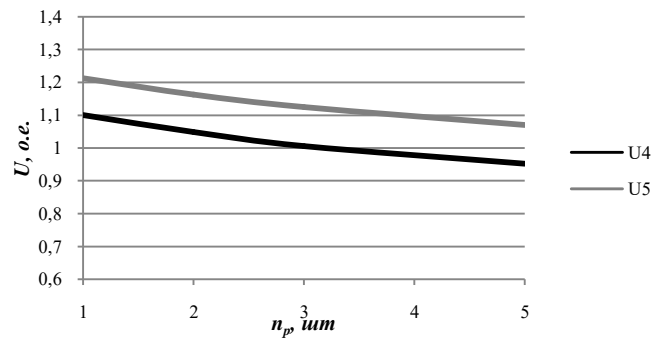


Рис. 9. Напряжения на выводах УПК при включении по 1, 2, 3 и 5 групп ШР

Также выявлено, что увеличение числа включенных в работу групп ШР отрицательно сказывается на диапазоне допустимого изменения коэффициента регулирования УПК  $K_2$ , однако даже при избыточном числе групп ШР (исходя из уровней напряжения на выводах УУПК) этот диапазон остается приемлемым.

#### Список литературы

- [1] Голов В.П. Расчет характеристик установившихся режимов электроэнергетической системы с регулируемым устройством продольной компенсации / В.П. Голов, А.А. Мартirosян, И.А. Москвин // Вестник ИГЭУ. – 2012. – Вып. 6. – С. 18–22.
- [2] Саженов А.В. Статические характеристики электропередачи с управляемыми шунтирующими реакторами // Электричество. – 2006. – № 3.
- [3] Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М.: Высшая школа, 1985.
- [4] Костюк О.М. Элементы теории устойчивости энергосистем. – Киев: Наукова думка, 1983. – 296 с.
- [5] Голов В.П., Москвин И.А. Выбор характеристик регулируемого устройства продольной компенсации по условию обеспечения колебательной статической устойчивости // Вестник ИГЭУ. – 2014. – Вып. 5. – С. 21–26.
- [6] Электрические системы. Т. 1. Математические задачи электроэнергетики: учеб. пособие для вузов / под ред. В.А. Веникова. – М.: Высш. шк., 1970. – 336 с.

# Методы обучения нейронных сетей для краткосрочного прогнозирования нагрузки в интеллектуальных электрических сетях

А.Ю. Котельникова, А.С. Ванин  
ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»  
Москва, Россия

В статье показано, что для управления современными распределительными сетями необходимо выполнять прогнозирование нагрузки. Методы прогнозирования подразделяются на статистические и эвристические. В статье приведено описание данных методов и сделан вывод, что использование эвристических алгоритмов, в частности искусственных нейронных сетей, предпочтительнее. Показано, что использование традиционных методов прогнозирования не позволяет достичь требуемой точности результата.

Показано, что результат прогнозирования с использованием нейронных сетей сильно зависит от метода обучения. Приведено описание основных, используемых на практике, методов обучения: метода обратного распространения ошибки и метода роя частиц. Выполнено их сравнение. На тестовом примере показано, что метод роя частиц обладает большим быстродействием и более высокой точностью по сравнению с методом обратного распространения ошибки. В связи с этим его использование предпочтительнее для решения поставленной задачи.

Результаты данного исследования могут быть применены для повышения эффективности краткосрочного прогнозирования нагрузки при активно-адаптивном управлении распределительными сетями.

*Ключевые слова: прогнозирование нагрузки, нейронная сеть, качество электроэнергии, интеллектуальная электрическая сеть.*

## Learning methods for training of neural networks for short term load forecasting in smart grids

Anastasiia Kotelnikova, Artem Vanin  
Moscow Power Engineering Institute  
Moscow, Russia

The paper shows that modern systems for voltage control in distribution grids need load forecast. There are statistic and heuristic methods of forecasting. The paper describes these methods and concludes that using of heuristic methods, particularly, artificial neural networks, is preferable. It also shows that application of traditional forecast methods doesn't allow to achieve desirable accuracy.

Paper shows that forecast results with using of artificial neural networks depend on learning method. It describes common practical used learning methods: back propagation and particle swarm. These methods are also compared. It shows on the test example that particle swarm method is faster and more accurate. In this connection it preferable for solving assigned task.

The research results can be applied for improving the effectiveness of short-term load forecasting for smart voltage control systems.

*Keywords: load forecasting, neural network, power quality, smart grid.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день в российских распределительных сетях существует ряд проблем, связанных с качеством электроэнергии. Наиболее распространенная проблема – недопустимый уровень напряжения у потребителей. Недопустимое отклонение напряжения приводит к повышенному износу и отказам электрооборудования, нарушению технологических процессов, некорректной работе систем управления и автоматики.

Причинами нарушений являются высокая загрузка сети, несогласованность графиков нагрузки, некорректное или недостаточное регулирование.

В настоящее время управление напряжением в распределительных сетях выполняется преимущественно с по-

мощью РПН трансформаторов на центрах питания 110-220/6-20 кВ. Регулирование в большинстве случаев выполняется в режиме стабилизации напряжения (см. рис. 1), реже применяется встречное регулирование.

Управляющие воздействия в таком случае происходят после фактического изменения параметров режима, что не обеспечивает оптимального регулирования. При более сложных алгоритмах управления возможно обеспечить оптимальное регулирование, но ресурс регулирующих устройств ограничен, а требования потребителей к регулированию различаются в зависимости от графика нагрузки (пример различающихся графиков напряжения у потребителей, подключенных к одному центру питания, показан на рис. 1). Все это приводит к необходимости решать оптимизационную задачу распределения регулирующих воздействий во времени для обеспечения наилучшего режима у всех потребителей.

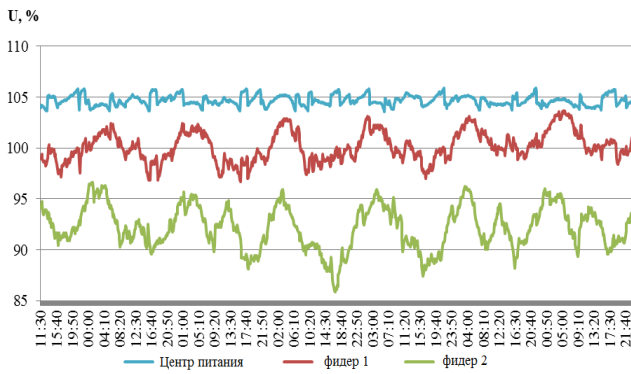


Рис. 1. Графики напряжения на центре питания и в узлах нагрузки на двух фидерах, присоединенных к данному центру питания, в процентах от номинального значения

Для решения данной задачи и обеспечения активно-адаптивного регулирования необходимо построение краткосрочных прогнозов (от нескольких минут до суток) на основе архива измерений [1].

## II. МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НАГРУЗКИ

Проблеме прогнозирования потребления электроэнергии посвящено множество работ как отечественных, так и зарубежных авторов. Для прогнозирования, как правило, применяются статистические методы (классические) и методы искусственного интеллекта (эвристические). В статистических методах соотношение между нагрузкой и влияющими на нее факторами описывается уравнениями регрессии, в то время как методы искусственного интеллекта имитируют ассоциативное мышление людей.

Классические методы, такие как множественная линейная и нелинейная регрессия, стохастические временные ряды, общее экспоненциальное сглаживание, методы пространства состояния, используются на практике много лет, но они не способны представить сложные зависимости нагрузки от влияющих на нее факторов. К основным недостаткам статистических методов относятся их вычислительная сложность, большая длительность вычислений и необходимость больших массивов архивных данных.

Эвристические методы включают в себя искусственные нейронные сети, системы на нечеткой логике, SVM-методы. Существенным достоинством этих методов является их адаптивность, то есть способность динамически подстраиваться под изменяющиеся условия [2]. Это свойство является одним из ключевых для применения метода в составе интеллектуальной системы управления распределительными сетями.

Подробное сравнение классических и эвристических методов приведено в [3]. Особое внимание уделяется нейронным сетям, поскольку они хорошо подходят для прогнозирования нагрузки, так как способны на основании предыдущего опыта сформировать прогноз для графика нагрузки любой сложности. Также нет необходимости в построении математической модели рассматриваемой сети. Для прогнозирования с приемлемой точностью достаточно располагать ретроспективными данными измеренных значений нагрузки.

Для решения задачи прогнозирования нагрузки в основном используются следующие типы нейронных сетей:

многослойный перцептрон, радиально-базисные функции и линейные сети. Для каждой практической задачи качество прогнозирования в этих моделях оценивается показателем процентной погрешности MAPE (Mean Absolute Percentage Error). В большинстве случаев наилучшие результаты дает многослойный перцептрон.

На качество прогнозирования нейронных сетей влияют различные факторы, такие как настройки параметров модели и алгоритмы обучения.

Для обучения нейронных сетей наиболее часто используются метод обратного распространения ошибки, генетический алгоритм, метод роя частиц.

Обучение многослойного перцептрона чаще всего проводят методом обратного распространения ошибки. К его достоинствам относятся простота реализации и скорость, к недостаткам – возможность нахождения локально оптимального решения вместо глобального, чувствительность к порядку обучающих примеров.

Также для обучения сети в последнее время используются эволюционные алгоритмы, такие как генетический алгоритм и метод роя частиц. Генетические алгоритмы используют, так как они осуществляют поиск решения исходя не из единственной точки, а из некоторой популяции, что повышает точность получаемого решения, а также используют только целевую функцию, то есть могут работать с минимумом информации о задаче. При большом числе входных данных для поиска решения требуется длительный период обучения [4].

Для устранения этого недостатка используют метод роя частиц. По сравнению с генетическим алгоритмом частицы роя быстрее сходятся к наилучшему решению, метод отличается простотой реализации и эффективностью. Однако при неправильном подборе параметров оптимизации время обучения сети увеличивается [5].

## III. МОДЕЛЬ НЕЙРОННОЙ СЕТИ

Многослойный перцептрон сегодня является одной из самых широко распространенных моделей нейронной сети благодаря своей способности отражать сложные нелинейные отношения между входными и выходными параметрами. Сеть состоит из нескольких слоев нейронов и весовых коэффициентов, отражающих связи между ними. Передача информации осуществляется на основе прямого распространения. Модель нейронной сети, реализованной в данной работе, приведена на рис. 2.

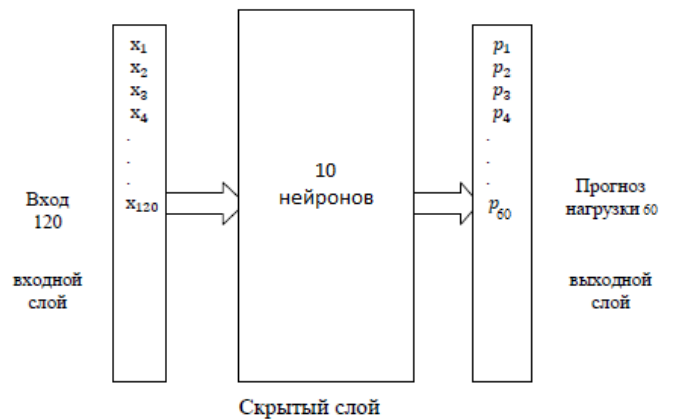


Рис. 2. Архитектура спроектированной нейронной сети

Для прогнозирования электрической нагрузки на один час вперед использовалась модель со следующими параметрами:

- количество слоев – 3 (входной слой, скрытый слой, выходной слой), данная конфигурация наиболее распространена при решении задач прогнозирования;
- количество нейронов в скрытом слое – 10 (оптимальное число было подобрано методом проб и ошибок);
- количество нейронов в выходном слое – 60 (по числу выходных переменных);
- функция активации скрытого слоя – тангенциальная, поскольку обладает свойством усиливать слабые сигналы лучше, чем сильные, и предотвращает насыщение от сильных сигналов, следовательно, позволяет работать с зашумленными данными;
- алгоритм обучения – а) обратное распространение; б) рой частиц;
- количество входных переменных – 120 значений графика фактической мощности в предыдущие 2 часа;
- количество выходных переменных – 60 точек прогнозного графика.

#### IV. РЕЗУЛЬТАТЫ

В данном исследовании были использованы результаты измерения нагрузки в распределительных сетях Московской области в 2008 – 2010 гг. с интервалом осреднения 1 минута. Для моделирования режима использовалась среда MatLab-2014a.

Сеть была обучена на архивных данных нагрузки, после чего была протестирована на выборке из данных, которые не использовались в обучающей выборке.

На рис. 3, 4 показан один и тот же промежуток времени: 13 января 2010 г. с 01:00:00 до 02:00:00. Зеленой линией обозначены реальные значения нагрузки в этот период, синей – значения, спрогнозированные нейронной сетью.

На рис. 3 показан график спрогнозированных значений электрической нагрузки на основе созданного программного алгоритма, обученного методом обратного распространения ошибки, а также фактические значения нагрузки. Для краткосрочного прогнозирования нагрузки установлены следующие нормы средней абсолютной ошибки: 5 % в России, 2 % за рубежом. Значение ошибки при прогнозировании с алгоритмом обучения «обратное распространение ошибки» превышает 5 %, соответственно данный алгоритм не удовлетворяет требованиям.

На графике, изображенном на рис. 3, видно, что алгоритм обладает рядом недостатков.

Алгоритм обратного распространения ошибки использует разновидность градиентного спуска, то есть осуществляет спуск вниз по поверхности ошибки, непрерывно подстраивая веса в направлении к минимуму. Поверхность ошибки сложной сети сильно изрезана и состоит из множества локальных минимумов. Сеть может попасть в локальный минимум вместо глобального. В точке локаль-

ного минимума все направления ведут вверх, и сеть не способна из него выбраться для продолжения работы.

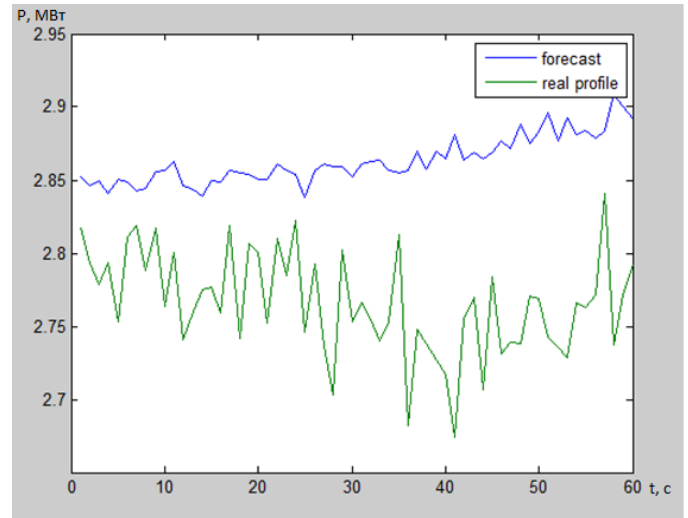


Рис. 3. Результат прогнозирования с реализованным алгоритмом обучения «обратное распространение ошибки»

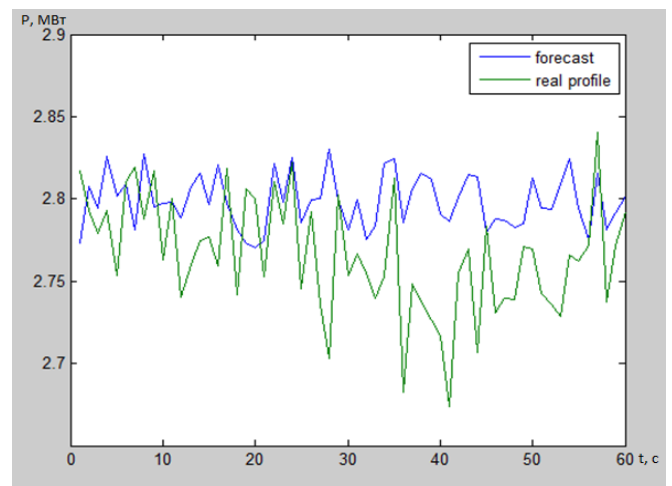


Рис. 4. Результат прогнозирования с реализованным алгоритмом обучения «рой частиц»

График прогноза в этом случае улавливает общую тенденцию изменения нагрузки, но не отражает локальные изменения, что и наблюдается на рис. 4.

Этого недостатка лишен алгоритм «рой частиц», поскольку при обучении нейронной сети поиск оптимального решения происходит не из одной заданной точки, а из нескольких, случайным образом найденных точек. Каждая частица «помнит» координаты лучшего из найденных ею решений и лучшее из найденных всеми частицами решений. Алгоритм ищет оптимальное решение, итеративно перемещая частицы в пространстве решений. Каждая частица испытывает притяжение к лучшему решению, найденному соседними частицами, и к лучшему решению, найденному ею самой.

Рис. 4 отображает ошибку прогнозирования электрической нагрузки, созданной нейронной сетью, которая была обучена алгоритмом «рой частиц».

Результат прогноза в этом случае не только показывает общую тенденцию, но и отражает локальные изменения графика нагрузки.

Также данный метод обучения обладает большим быстроедействием, что важно для функционирования в режиме реального времени.

В таблице приведены полученные значения средней абсолютной ошибки (MAPE) для нейронной сети, обученной алгоритмом обратного распространения и алгоритмом «рой частиц», а также времени, затраченного на обучение.

Средняя абсолютная ошибка при прогнозировании с использованием различных методов обучения нейронной сети

№ п/п	Алгоритм обучения	MAPE, %	t, с
1	Обратное распространение ошибки	5,57	14,38
2	Рой частиц	1,47	1,49

## V. ВЫВОДЫ

1. Современные системы управления режимами распределительных сетей используют как текущие значения, так и результаты краткосрочных прогнозов параметров режима для выбора оптимальной стратегии регулирования.

2. Применяемые ранее методы прогнозирования не удовлетворяют современным требованиям по точности результата. В связи с этим необходима разработка новых методов прогнозирования, обладающих требуемой точностью. Перспективным направлением является применение искусственных нейронных сетей для решения данной задачи.

3. Точность прогноза искусственной нейронной сети зависит от ряда факторов, таких как структура нейронной сети, алгоритм обучения, объем выборки ретроспективных данных.

4. Алгоритм обратного распространения ошибки для обучения нейронной сети прост в реализации и настройке, но для сложных графиков нагрузки не применим, поскольку не позволяет достичь требуемой точности прогнозирования (5,57 %).

5. Алгоритм «рой частиц» для обучения нейронной сети несколько сложнее для реализации и настройки, но дает приемлемое значение ошибки (1,47 %).

6. Сравнительный анализ алгоритмов обучения показал, что для сложных, нелинейных графиков нагрузки для обучения нейронной сети необходимо использовать эволюционные алгоритмы, поскольку они дают наилучшие результаты абсолютного значения ошибки и времени обучения.

## Список литературы

- [1] Рутковская Д. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы / Д. Рутковская, М. Пилиньский, Л. Рутковский; пер. с польск. И.Д. Рудинского. – М.: Горячая линия – Телеком, 2006. – 452 с.
- [2] Воронов И.В. Повышение эффективности эксплуатации систем электроснабжения предприятий путем комплексного использования Smart Grid и нейронных сетей / И.В. Воронов, Е.А. Политов // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2012. – № 2(90). – С. 63–66.
- [3] Badar I. Comparison of conventional and modern load forecasting techniques based on artificial intelligence and expert systems / Islam Badar // International Journal of Computer Science Issues. – 2011. – Vol. 8, Issue 5, No 3. – pp. 504–513.
- [4] Шумков Е.А. Использование генетических алгоритмов для обучения нейронных сетей / Е.А. Шумков, И.К. Чистик // Научный журнал КубГАУ. – 2013. – № 91(07). – С. 1–10.
- [5] Roy A. Training artificial neural network using particle swarm optimization algorithm / Argha Roy, Diptam Dutta, Kaustav Choudhury // International Journal of Advanced Research in Computer Science and Software Engineering. – 2013. – Vol. 3, Issue 3. – pp. 430–434.
- [6] Хайкин С. Нейронные сети: полный курс. – 2-е изд-е. – Вильямс, 2006. – 1104 с.

# Применение матриц чувствительности при оценке режимной надёжности электроэнергетических систем

Д.С. Крупенёв

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН  
Иркутск, Российская Федерация  
krupenev@isem.irk.ru

При функционировании электроэнергетических систем по различным причинам происходят отказы энергетического оборудования, которые в итоге могут привести к различным по тяжести негативным последствиям как в самой электроэнергетической системе, так и у потребителей электроэнергии. Для избежания и устранения негативных последствий необходимо своевременно проводить оценку режимной надёжности электроэнергетической системы и необходимые превентивные воздействия на нее. Одной из основных проблем существующих методов оценки режимной надёжности является недопустимо большое время оценки. Таким образом, имеется необходимость в разработке эффективных (по скорости и точности счета) методов и алгоритмов оценки режимной надёжности электроэнергетических систем. В данной работе приводятся результаты проведенных исследований по применению матриц чувствительности установившегося режима при оценке режимной надёжности электроэнергетических систем. Выявлены преимущества метода с использованием матриц чувствительности по сравнению с существующими методами оценки режимной надёжности электроэнергетических систем.

*Ключевые слова: электроэнергетическая система, режимная надёжность, отказ, матрица чувствительности.*

## Application of sensitivity matrix for security assesment of electric power systems

D.S. Krupenev

Melentiev Energy Systems Institute SB RAS  
Irkutsk, Russian Federation  
krupenev@isem.irk.ru

Faults of electric power systems (EPS) equipment affect both EPS and power consumers. It is necessary to make EPS security assessment and to implement the necessary preventive steps in EPS to avoid and to eliminate the negative effects. The EPS security assessment is one of the main problems now. Currently, we have to develop efficient (speed and accuracy of computation) methods and algorithms to EPS security assessment. The studies resulted in a method for evaluating EPS security assessment based on the use of sensitivity matrix. We have identified the advantages of using sensitivity matrix compared to existing methods of EPS assessment security.

*Keywords: electric power system, security, fault, sensitivity matrix.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Обеспечение бесперебойного и надежного функционирования электроэнергетики в целях удовлетворения спроса на электрическую энергию потребителей является одной из основных целей при управлении электроэнергетическими системами (ЭЭС) [1]. В современных условиях функционирования единой энергетической системы России вопросы надёжности имеют особую актуальность ввиду таких причин, как: моральное и физическое старение энергетического оборудования, дефицит инвестиций на ввод нового энергетического оборудования и модернизацию существующего, ошибочная кадровая политика в отрасли и др.

При оперативном управлении ЭЭС для надёжного электроснабжения потребителей необходимо решить задачу обеспечения режимной надёжности (РН) ЭЭС. Задачу обеспечения РН ЭЭС можно сформулировать следующим образом: для текущего режима ЭЭС необходимо обеспечить требуемый уровень надёжности электроснаб-

жения путем применения необходимого ряда управляющих воздействий, определенных на основании онлайн-оценки РН ЭЭС. В итоге необходимо решить две основные подзадачи: задачу оценки РН ЭЭС; задачу синтеза РН ЭЭС – определение необходимого набора превентивных управляющих воздействий в ЭЭС для повышения РН.

Оценка РН ЭЭС заключается в определении показателей, наиболее полно характеризующих текущий режим при потенциально вероятных отказах оборудования ЭЭС. По своему содержанию задача оценки РН ЭЭС является технологически емкой и вычислительно затратной. Выделяют статическую и динамическую составляющие РН ЭЭС. В данной работе остановимся на вопросах оценки статической РН. Оценка статической РН ЭЭС основывается на допущении, что переход ЭЭС в новое состояние из-за отказа элемента не сопровождается нарушением динамической устойчивости.

Следует обратить внимание на тот момент, что при оценке РН ЭЭС, с одной стороны, важным является точ-

ность расчета, а с другой стороны, для задачи оценки РН ЭЭС критично время получения оценки, так как оценка проводится в режиме онлайн. Решаемая задача имеет оперативный характер, и разного рода упрощения при её решении могут привести к искажению результата оценки и в конечном итоге – к принятию не оптимального или неправильного набора управляющих воздействий.

В настоящее время разработан ряд методов анализа РН ЭЭС. Одним из распространенных методов является метод, основанный на применении критерия  $n - i$  [2 – 4]. В соответствии с данным критерием, режимные параметры должны находиться в требуемых пределах при одновременном отказе  $i$  элементов из  $n$ , где  $n$  – это общее количество элементов ЭЭС. Данным методом можно получить так называемую величину риска из-за отключения элементов ЭЭС, проанализировав которую можно судить об уровне РН ЭЭС. В [5] для оценки РН ЭЭС предлагается использовать так называемый интеллектуальный подход. В соответствии с данным подходом, используется искусственная нейронная сеть, которую обучают по поведению рассматриваемой ЭЭС в предшествующих аварийных ситуациях. Далее в зависимости от состояний ЭЭС (измеренных и рассчитанных режимных параметров) нейронная сеть прогнозирует состояние на краткосрочную перспективу. Недостатком в данном подходе является неспособность искусственной нейронной сети дать точный прогноз из-за многообразия возможных состояний ЭЭС.

На применении матриц чувствительности основан метод оценки РН ЭЭС, предлагаемый в [6]. В данном подходе проводится анализ матриц чувствительности (матриц Якоби) установившегося режима ЭЭС на предмет «слабых» элементов ЭЭС. Далее делается предположение, что отказ «слабых» элементов приведет к наибольшему влиянию на надежность поставки мощности потребителю и наиболее вероятен. В итоге рассчитывается установившийся режим при поочередном отключении «слабых» элементов и анализируются результаты. По сути, данный подход является детерминированным и вероятностные характеристики отказов элементов в нем не учитываются. В [7] предлагается проводить оценку РН ЭЭС, используя метод Монте-Карло. В данном случае появляется возможность получить более достоверные показатели РН ЭЭС. К трудностям, которые присущи в данном случае, относится большая размерность решаемой задачи ввиду большого количества разыгрываемых состояний ЭЭС, для которых необходимо рассчитывать установившийся режим.

Таким образом, общая методика оценки РН ЭЭС состоит из трех блоков: блока формирования расчетных состояний ЭЭС, блока анализа расчетных состояний ЭЭС и блока получения показателей РН и дальнейшего их анализа. Ускорение оценки РН ЭЭС возможно как в первом блоке, так и во втором. В данной работе предлагается использовать матрицы чувствительности установившегося режима ЭЭС для ускоренного получения результатов при расчете установившихся режимов ЭЭС.

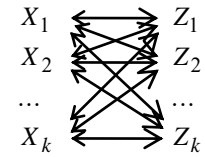
## II. ФОРМИРОВАНИЕ МАТРИЦ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА ЭЭС

Установившийся режим ЭЭС опишем векторным уравнением вида [8]:

$$W(X, Z) = 0, \quad (1)$$

где  $W$  – вектор-функция;  $X$  – вектор-столбец зависимых параметров режима ЭЭС или входных переменных;  $Z$  – вектор-столбец независимых параметров режима ЭЭС или выходных переменных.

При оценке РН ЭЭС важно уметь находить зависимости одних параметров от других, причем набор входных и выходных параметров заранее не известен:



В соответствии с теоремой о неявной функции [9], которая справедлива для банаховых пространств [10], к которым относится и пространство комплексных чисел, если отображение  $W : U \rightarrow C^n$ , определенное в окрестности  $U$  точки  $(x_0, z_0) \in C^{n+m}$ ,  $x \in C^n$ ,  $z \in C^m$ , таково, что

- 1)  $W \in C^1(U; C^n)$ ,
- 2)  $W(x_0, z_0) = 0$ ,
- 3)  $W'_y(x_0, z_0)$  – обратимая матрица,

то, для любой точки из окрестности  $(x_0, z_0)$   $W(x, z) = 0 \Leftrightarrow z = f(x)$

$$f'(x) = [W'_z(x, f(x))]^{-1} [W'_x(x, f(x))]. \quad (2)$$

Уравнение (2), по сути, является уравнением чувствительности установившегося режима ЭЭС 1-го порядка [11, 12]. В данном случае для определения чувствительности изменения вектора выходных переменных  $z$  относительно вектора входных переменных  $x$  необходимо найти соответствующую матрицу чувствительности  $z'_x$  в соответствии с соотношением (2).

## III. КРИТЕРИЙ РЕЖИМНОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЭС

Как уже было отмечено, существуют различные методы и подходы к оценке РН ЭЭС, т.е. к формированию набора исходных состояний ЭЭС для дальнейшего их анализа. В данной работе остановимся на критериях  $n - i$  и определении множества расчетных состояний методом статистических испытаний. Методика оценки РН ЭЭС, использующая данные критерии, состоит из следующих шагов:

1. Формирование расчетной модели ЭЭС.
2. Формирование состояний ЭЭС: отключение  $i$  элементов при использовании критерия  $n - i$  или разыгрывание множества расчетных состояний при использовании метода статистических испытаний.
3. Расчет режимов сформированных состояний ЭЭС. На данном шаге используются матрицы чувствительности для ускорения расчета аппроксимации режима каждого сформированного состояния ЭЭС.
4. Моделирование работы релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПАА).



5. В результате оценки РН ЭЭС по критерию  $n - i$  есть возможность определить величину риска из-за влияния каждого элемента на надёжность поставки мощности потребителям, которая определяется следующим образом:

$$R_i = q_i \Delta P_i C, \quad i \in I, \quad (3)$$

где  $q_i$  – статистическая вероятность отключения  $i$ -го элемента ЭЭС;  $\Delta P_i$  – дефицит мощности, возникающий в ЭЭС в результате отключения  $i$ -го элемента;  $C$  – ценовой показатель.

В случае использования метода статистических испытаний есть возможность получить спектр показателей РН ЭЭС:

- вероятность безотказной (бездефицитной) работы потребителей электроэнергии;
- математическое ожидание дефицита мощности у потребителей;
- вероятность безотказной (бездефицитной) работы потребителей электроэнергии;
- вероятность нарушения коэффициента запаса устойчивости по активной мощности;
- вероятность нарушения коэффициента запаса по напряжению в узлах ЭЭС;
- вероятность превышения максимально допустимого перетока мощности в контролируемом сечении;
- вероятность отклонения напряжения за допустимые значения в узлах ЭЭС;
- вероятность превышения допустимой токовой нагрузки ЛЭП.

Далее полученные показатели РН ЭЭС анализируются, и в случае получения критичных показателей по определенному алгоритму определяется набор управляющих воздействий в ЭЭС для достижения требуемого уровня РН ЭЭС.

Матрицы чувствительности в системах нелинейных уравнений справедливы для «небольших» возмущений, так как, по сути, они являются линейной аппроксимацией установившегося режима. Для использования матриц чувствительности при отказах элементов ЭЭС, которые будут являться «большими» возмущениями, а именно для определения изменения выходных параметров режима, необходимо определить величину возмущения, которое будет на входе. Для примера рассмотрим зависимость изменения баланса мощности в узлах ЭЭС от отказов линий электропередачи (ЛЭП):

$$\Delta S = \frac{\partial S}{\partial Y} \Delta Y, \quad \Delta S \in C^{m-1}; \quad \frac{\partial S}{\partial Y} \in C^{(m-1) \times n}; \quad \Delta Y \in C^n, \quad (4)$$

где  $\Delta S$  – вектор изменений потребляемой мощности или образовавшихся дефицитов мощности у потребителей из-за отказов элементов ЭЭС;  $\partial S / \partial Y$  – матрица чувствительности установившегося режима;  $\Delta Y$  – вектор возмущений, которые эквивалентны отказам ЛЭП рассматриваемой ЭЭС;  $m$  – количество узлов ЭЭС;  $n$  – количество связей ЭЭС.

В уравнении (4) остается не определённым вектор  $\Delta Y$ , который характеризует значения проводимостей, эквивалентных отключению ЛЭП. При нормальном функционировании проводимость  $j$ -й ЛЭП имеет определённое значение  $Y_j$ ,  $j \in J$  ( $J$  – множество связей (ЛЭП) ЭЭС). При отказе ЛЭП фактическое значение её проводимости становится равным 0. Таким образом, проводимость, эквивалентная отключению  $j$ -й ЛЭП, будет определяться следующим образом:

$$\Delta Y_j = 0 - Y_j = -Y_j. \quad (5)$$

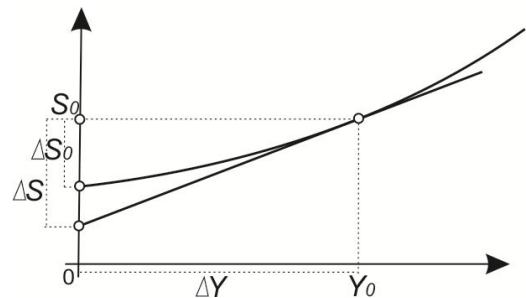
Из вышеизложенного следует, что

$$\Delta S = -\frac{\partial S}{\partial Y} Y. \quad (6)$$

При этом для критерия  $n - 1$  есть возможность получить вектор изменений потребляемой мощности и, соответственно, возникающих дефицитов мощности в узлах ЭЭС при одиночных отключениях ЛЭП за одну итерацию. Этого можно добиться, представив  $Y$  не вектором, а диагональной матрицей размера  $n \times n$  со значениями  $Y_j$  по главной диагонали и остальными нулевыми элементами. Тогда поэлементная сумма только отрицательных элементов столбцов полученной матрицы  $\Delta S$  будет являться дефицитом в узлах ЭЭС.

При оценке РН методом статистических испытаний каждое состояние характеризуется множеством отказавших элементов. В данном случае  $\Delta Y$  должно быть представлено матрицей со множеством ненулевых элементов по диагонали, характеризующих конкретное состояние ЭЭС. После серии разыгрываний, необходимых для достижения заданной точности показателей РН, оценка прекращается.

Графически процедура линейризации параметров установившегося режима ЭЭС для поиска отклонений выходных параметров из-за изменения входных представлена на рисунке.



Графическая интерпретация применения матриц чувствительности 1-го порядка при расчете аварийного режима

#### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В современных условиях функционирования ЕЭС России вопросы обеспечения надёжности электроснабжения являются весьма актуальными. Оценка режимной надёжности электроэнергетической системы является важной и неотъемлемой процедурой для обеспечения достаточного уровня надёжности электроснабжения потребителей. Одной из важных характеристик моделей оценки режимной надёжности электроэнергетической системы является оценка за приемлемое (минимальное) время, так как оцен-



ка проводится в онлайн-режиме, и очень важно при «напряженных» ситуациях в электроэнергетических системах получать быстрый анализ надёжности. В данной работе предлагается использовать матрицы чувствительности 1-го порядка режима электроэнергетической системы для ускорения процедуры оценки режимной надёжности электроэнергетической системы. При этом появляется возможность ускорять вычислительный процесс при использовании различных критериев, например  $n - 1$ ,  $n - 2$ , метода статистических испытаний, направленного перебора и др.

#### V. НАПРАВЛЕНИЕ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Применение матриц чувствительности первого порядка приводит к ускорению процесса определения степени изменения одних режимных параметров в зависимости от других, но все же, из-за линеаризации изначально нелинейных зависимостей при расчете установившегося режима ЭЭС, в конечном результате имеются определённые погрешности. Для получения более достоверных оценок РН ЭЭС в дальнейших исследованиях планируется рассмотреть применение матриц чувствительности второго и более высоких порядков.

#### Список литературы

- [1] Об электроэнергетике: Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ (ред. от 30.03.2016).
- [2] Кучеров Ю.Н., Кучерова О.М., Капойи Л., Руденко Ю.Н. Надёжность и эффективность функционирования больших транснациональных ЭЭС. Методы анализа: Европейское измерение. – Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1996. – 380 с.
- [3] Манов Н.А., Чукреев Ю.Я. Методы и модели исследования надёжности электроэнергетических систем. – Сыктывкар, 2010. – 292 с.
- [4] Pei-Qing Liu, Hua-Qiang Li, Yang Du, Ke Zeng. Risk assessment of power system security based on component importance and operation state // 2014 International Conference on Power System Technology, 2014. – pp. 318–323.
- [5] Panasetsky D., Tomin N., Voropai N., Kurbatsky V., Zhukov A., Sidorov D. Development of software for modelling decentralized intelligent systems for security monitoring and control in power systems // Proceedings of the 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, 2015.
- [6] Гамм А.З., Голуб И.И. Сенсоры и слабые места в электроэнергетических системах. – СЭИ СО РАН, 1996. – 99 с.
- [7] Домышев А.В., Крупенёв Д.С. Оценка режимной надёжности электроэнергетических систем на основе метода Монте-Карло // Электричество. – 2015. – № 2. – С. 4–12.
- [8] Идельчик В.И. Расчет установившихся режимов электрических систем / под ред. В.А. Веникова. – М.: Энергия, 1977. – 192 с.
- [9] Зорич В.А. Математический анализ. Ч. 1. – изд. 4-е, испр. – М.: МЦНМО, 2002. – 664 с.
- [10] Треногин В.А. Функциональный анализ. – М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1980. – 496 с.
- [11] Епифанов С.П., Новицкий Н.Н. Методы построения матриц чувствительности гидравлических цепей // Методы оптимизации и их приложения: Труды 13-й Байкальской Междунар. школы-семинара. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005. – Т. 5. – С. 125–130.
- [12] Райншке К. Модели надёжности и чувствительности систем. – М.: Мир, 1979. – 452 с.

# Внедрение активно-адаптивных элементов в электрические сети

Ю.П. Кубарьков, К.А. Голубева  
ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»  
Самара, Россия  
tsara.cuba@yandex.ru

В распределительных электрических сетях наиболее актуальной задачей является снижение потерь электрической энергии и поддержание требуемого по ГОСТу 32144-2013 уровня напряжения на шинах потребителей в различных режимах работы. Особенно важен данный критерий для потребителей нефтяной отрасли. Внедрение активно-адаптивных элементов в такие распределительные сети позволит повысить качество электроэнергии и усилить электроэнергетическую систему.

Рассмотрена модель электрической сети нефтедобычи, в которую внедрялись различные активно-адаптивные элементы. Проведен сравнительный анализ их использования с помощью системы моделирования RastrWin. Полученные результаты позволяют оценить эффект от внедрения в сеть дополнительной генерации, сверхпроводниковых кабельных линий и конденсаторных батарей в наиболее загруженных точках сети. Использование активно-адаптивных элементов позволит повысить качество электроэнергии и пропускную способность существующей сети, а также сократить потери электроэнергии.

*Ключевые слова: электрические сети, кабельные линии, конденсаторные батареи, активно-адаптивные элементы, потери электроэнергии, уровни напряжения.*

## Introduction active-adaptive elements in electric network

Y. Kubarkov, K. Golubeva  
FGBOU VPO «Samara State Technical University»  
Samara, Russia  
tsara.cuba@yandex.ru

In the distribution networks, the most urgent task is to reduce power losses and maintaining the desired GOST 32144-2013 voltage level on the tires of consumers in various modes. Especially important is the criterion for the consumers of the oil industry. The introduction of active-adaptive elements in these distribution networks will improve the quality of electricity and increase power system.

The model of the electrical network of oil production, which introduced various active-adaptive elements. A comparative analysis of their usage was conducted with modeling system RastrWin. The obtained results allow us to evaluate the effect of the introduction of additional generation network superconductor cable lines and capacitor banks in the most congested points in the network. The use of active-adaptive elements will improve the quality of electricity and capacity of the existing network, as well as reduce energy loss.

*Keywords: electrical network, cable lines, capacitor banks, actively-adaptive elements, loss of power, voltage levels.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетическим системам с внедрением активно-адаптивных элементов уделяется всё большее внимание в последнее время.

Различные виды источников электрической энергии (возобновляемые и нетрадиционные в том числе), коммутационные аппараты, линии электропередач (ЛЭП), устройства защиты и автоматики, активные устройства преобразования электрической энергии и т.п. могут составлять структуру интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС) [1].

Такие устройства позволяют обеспечить необходимые свойства интеллектуальной системы. К одному из свойств можно отнести адаптивную реакцию на различные отклонения от заданных параметров и возмущения в реальном

времени в нормальном и аварийном режимах электросети, а также адаптивную реакцию на объектах, которые подключены к сети, например на генераторах и потребителях. Также к свойствам можно отнести экономичную и надёжную параллельную работу всех объектов, которые формируют электроэнергетическую систему.

Оптимизация спроса и производство электрической энергии, а также уменьшение потерь и оптимизация уровней напряжений в узлах сети – это основное преимущество адаптивных электрических сетей.

В распределительных электрических сетях наиболее актуальной задачей является снижение потерь электрической энергии и поддержание требуемого по ГОСТ 32144-2013 уровня напряжения на шинах потребителей в различных режимах работы. Особенно важен данный критерий для потребителей нефтяной отрасли. Внедрение ак-

тивно-адаптивных элементов в такие распределительные сети позволит повысить качество электроэнергии и усилить электроэнергетическую систему.

Активно внедряются новые технологии, такие как распределенная генерация, трансформаторы с аморфным сердечником, сверхпроводниковые кабельные линии и др.

РГ представляет собой расположение дополнительных источников электроэнергии очень близко от потребителей. Их мощность выбирается исходя из предполагаемой мощности конечного потребителя с учетом имеющихся ограничений (экологических, технологических, правовых и т.д.) и может находиться в широком диапазоне (от двух до нескольких сотен киловатт). При всём этом потребитель остаётся включенным в общую электросеть.

Дополнительными источниками электроэнергии могут являться как альтернативные средства (солнечные батареи, ветровые генераторы, топливные элементы), так и традиционные когенерационные установки (КГУ) малой и средней мощности [1].

Основные факторы, которые стимулируют всё большее внедрение распределенной генерации, следующие:

- адаптация потребителей к неопределённости рынка развития электроэнергетики и к ценовой политике при выработке и распределении электрической энергии – это поможет снизить риски недостатка мощности и увеличить энергетическую безопасность;
- увеличение адаптационных возможностей ЭЭС к нестабильности рыночных условий развития экономических факторов и уменьшение, таким образом, ожидаемых рисков;
- существование эффективных электроэнергетических технологий (газотурбинные установки и паротурбинные установки);
- ужесточение экологических требований, которые стимулируют применение возобновляемых источников энергии, таких как энергия солнца, ветра, воды (гидроэнергия), энергия биомассы и т.д. [2].

С внедрением на рынки высокотемпературных сверхпроводящих (ВТСП) материалов с высокими токонесущими характеристиками обеспечиваются новые возможности для практического использования этого явления. Главными преимуществами силовых ВТСП кабелей являются: большая токовая нагрузка, небольшие потери в сверхпроводнике, экологическая чистота (отсутствие масел, минимальное электромагнитное и тепловое воздействие на окружающую среду), высокий уровень пожарной безопасности.

Работа по внедрению и распространению силовых ВТСП кабельных линий признана глобально важной во всем мире, так как она решает изначальные проблемы передачи значительных потоков электроэнергии и энергосбережения.

Сверхпроводящие кабельные линии имеют малое активное сопротивление, что обеспечивает уменьшение потерь электроэнергии.

Трансформаторы с аморфным магнитопроводом называют трансформаторами будущего. Основное преимуще-

ство таких трансформаторов – их высокая энергоэффективность. Из-за особых свойств аморфных сплавов силовые трансформаторы с магнитопроводом из такого материала имеют значительно низкие потери холостого хода, составляющие основную часть потерь в трансформаторах. Внедрение аморфной стали предоставляет возможность совершить настоящий технологический прорыв и уменьшить потери на 75 %.

Один из самых перспективных путей снижения затрат на производство и эксплуатацию силовых трансформаторов – это использование сердечников из аморфных сплавов. В таком случае получается более чем пятикратное снижение потерь холостого хода трансформаторов в сравнении с сердечниками из холоднокатаной электротехнической стали.

Когда разрабатываются нефтяные месторождения, то возникает необходимость сжигать большой объём попутного газа – в местах добычи обычно нет возможностей транспортировать его и перерабатывать; а при разработке полезных ископаемых необходимо решать задачу использования шахтных газов. Применение оборудования в виде микротурбин может позволить не только извлечь выгоду в плане экономики, но и уберечь экологию. В местах отсутствия централизованных электросетей электрическая энергия и тепло могут вырабатываться непосредственно на самих местах добычи.

## II. ЦЕЛИ, ЗАДАЧИ И ПОДХОД К РЕШЕНИЮ

Основная цель ИЭС ААС – обеспечить эффективное использование различных видов ресурсов для качественного и надёжного энергоснабжения потребителей, используя современные технологические средства и единую интеллектуальную систему управления за счёт гибкого взаимодействия таких её субъектов, как генерация, электрические сети и потребители [3].

У потребителей в нефтяной сфере электроснабжение обеспечивается либо от существующих электросетей, либо от своих источников электроэнергии.

Для того чтобы обеспечить надёжность электроснабжения двигательной нагрузки нефтяного хозяйства, каждая площадка при питании от электросетей оборудуется подстанциями глубокого ввода.

К наиболее важным показателям для двигательной нагрузки можно отнести отклонение напряжений от номинального значения и отклонения частоты. Такие показатели должны находиться в допустимых пределах на шинах главной понизительной подстанции.

Основная задача управления режимом работы сети – это разработка мероприятий по поддержанию качества электрической энергии на шинах конечных потребителей.

В электрические сети особенно активно внедряются такие новые технологии, как распределенная генерация, статические конденсаторы, сверхпроводниковые кабельные линии, трансформаторы с сердечником из аморфной стали и др. Главная роль при усовершенствовании электроэнергетики на новых принципах отводится электрической сети как структуре, которая обеспечивает надежные связи потребителя и генерации. Самые новые технологии, которые применяются в электрических сетях, обеспечивают адаптацию параметров электрооборудования к режимной ситуации, активное взаимодействие с генерацией

и потребителем, позволяют создавать эффективную энергосистему, в которую внедряются современные информационно-диагностические системы, системы автоматизации управления всеми элементами, которые включены в процессы и производства, и передачи, и распределения, и потребления электроэнергии [4].

### III. АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ

Разработка адаптивной системы обеспечит не только необходимость появления новых электротехнических компонентов, в дальнейшем позволяющих гибко реагировать на изменения параметров сети в зависимости от режимов энергопотребления, но и потребует построения многоуровневой системы технологического управления, которая, в свою очередь, может быстро реагировать на такие изменения и управлять активными элементами сети.

Внедрение ИЭС ААС, которые оснащены современными системами автоматизации управления и оценки состояния режимов работы, может позволить выявить такие элементы сети, у которых наибольшие уровни потерь, оптимизировать их работу, получить качественно новый уровень эффективности функционирования и развития электроэнергетической системы. Также повысится уровень надёжности системы и её пропускной способности, качество электроснабжения потребителей [5].

### IV. ИССЛЕДОВАНИЯ И РАСЧЁТЫ

Для исследования возможности различных мероприятий по усилению электрической сети была смоделирована радиальная схема распределительной сети, которая представлена на рис. 1. Она состоит из 5 подстанций, 6 линий электропередач (W1 – W6), характеристики которых сведены в табл. 1, и 5 трансформаторов, данные о которых приведены в табл. 2.

В нормальном режиме электроснабжение потребителей осуществляется от трансформатора T1.

Таблица I. ХАРАКТЕРИСТИКИ ЛЭП

Наименование	Длина, км	Марка провода	Число линий
W1	10	АС-120	1
W2	2	АС-150	1
W3	2	АС-95	1
W4	1	АС-95	1
W5	1	АС-70	1
W6	1	АС-70	1

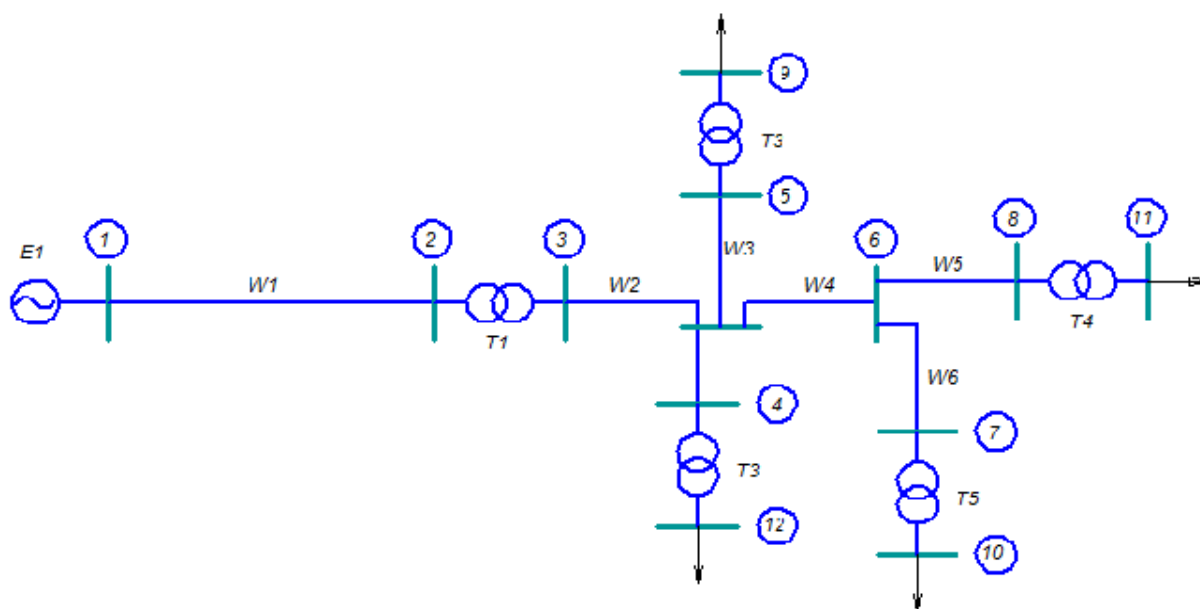


Рис. 1. Схема распределительной сети

График изменения напряжений по наиболее загруженному пути (узлы 3, 4, 6, 7) представлен на рис. 2.

На основе проведённого анализа были рассмотрены следующие мероприятия:

- замена существующих трансформаторов на трансформаторы с аморфным сердечником;
- замена наиболее загруженной кабельной линии (КЛ) на высокотемпературную сверхпроводящую (ВТСП);
- установка источника распределённой генерации (РГ) в наиболее загруженный участок электрической сети.

Таблица II. ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Наименование	Тип	P, кВт	Q, квар	Кэф. загрузки
T1	2500/35/10	–	–	–
T2	400/6/0,4	252	122	0,7
T3	250/6/0,4	135	65	0,6
T4	250/6/0,4	115	55	0,51
T5	630/6/0,4	392	188	0,69

## V. ВЫВОДЫ

Из проделанной работы можно сделать следующие выводы:

1. Замена кабельной линии, в свою очередь, позволяет существенно поднять уровень напряжений на шинах потребителей.

2. Установка источника РГ позволит перевести систему электроснабжения на изолированный тип с резервированием от энергосистемы по линии W2. При этом достигается наилучший эффект по уровню напряжений на шинах потребителей.

3. Замена трансформатора с аморфным сердечником с таким же коэффициентом загрузки не даёт ожидаемого эффекта.

Использование активно-адаптивных элементов в распределительные сети нефтяной отрасли позволит достаточно повысить качество электроэнергии и усилить электроэнергетическую систему.

Основной задачей управления режимом работы сети является разработка путей решения по поддержанию качества электрической энергии на шинах конечных потребителей.

Внедрение ИЭС ААС, которые оснащены современными системами автоматизации управления и оценки состояния режимов работы, позволит определить такие элементы сети, у которых самые большие уровни потерь, также смогут оптимизировать их работу, позволят получать качественно новый уровень эффективности функционирования и развития электроэнергетической системы.

## Список литературы

- [1] Кобец Б.Б., Волкова И.О. Smart Grid в электроэнергетике // Энергетическая политика. – 2009. – Вып. 6. С. 54–56.
- [2] Дорофеев В.В., Макаров А.А. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России // Энергоэксперт. – 2009. – № 4. – С. 28–34.
- [3] Dolan M.J., Davidson E.M., Kockar I., Ault G.W., McArthur S.D.J. Distribution power flow management utilizing an online optimal power flow technique // IEEE Transactions on Power Systems. – 2012. – Vol. 27(2). – P. 790–799.
- [4] Fakham H., Colas F., Guillaud X. Real-time simulation of multi-agent system for decentralized voltage regulation in distribution network // IEEE Power and Energy Society General Meeting. – 2011. – P. 1–7.
- [5] Abdolreza Sadighmanesh, Kazem Zare, Mehran Sabahi. Distributed generation unit and capacitor placement for loss voltage profile and ATC optimization // International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE). – 2012. – Vol. 2(6). – P. 774–780.

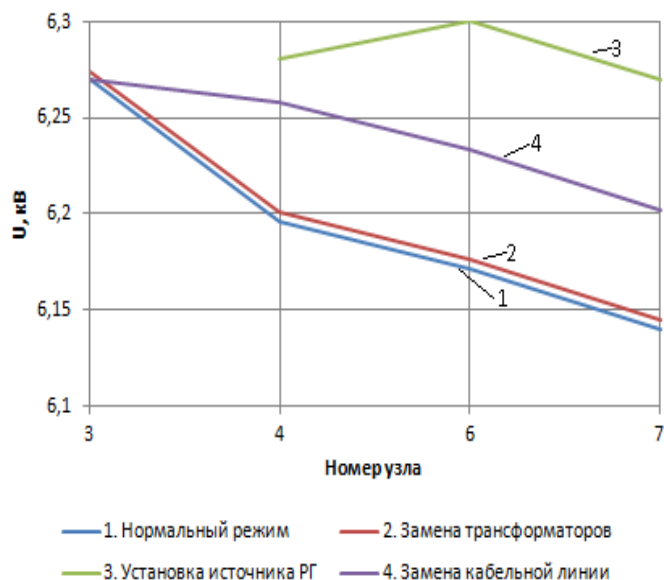


Рис. 2. График изменения напряжений по наиболее загруженному пути

В первом варианте рассмотрен режим сети с заменой трансформаторов Т2 – Т5 с сердечниками из электротехнической стали на трансформаторы с сердечниками из аморфной стали. Результаты расчётов отражены кривой 2 на рис. 2.

Затем рассмотрен режим при замене наиболее загруженной воздушной линии W2 на высокотемпературную сверхпроводящую кабельную линию. Результаты расчёта такого режима и напряжения в узлах представлены кривой 4 на рис. 2.

Далее рассмотрен режим сети с установкой источника РГ мощностью 1,5 МВт в узел № 6. При этом отключается линия W2, часть сети систем за этой линией будет обеспечиваться полным резервированием от нового установленного источника (кривая 3 на рис. 2).

Разработка таких адаптивных систем управления режимом работы электрической сети при наличии в ней активных элементов может обеспечить более широкое использование имеющихся ресурсов для надежного электроснабжения. В таком случае алгоритмы её работы должны обязательно учитывать возможность изменения топологии сети, её расширение и внедрение различных элементов для усиления сети [5].

# Применение Абаканской солнечной электростанции для подачи напряжения на шины собственных нужд Абаканской ТЭЦ после наиболее тяжелого нарушения нормального режима

П.С. Кузнецов<sup>1</sup>, П.С. Кузнецов<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Филиал АО «СО ЕЭС» Хакасское РДУ

<sup>2</sup>ООО «Абаканская СЭС»

Абакан, Россия

Pavel93\_60@mail.ru, Penny93@mail.ru

Одной из важнейших задач, выполняемых ОАО «СО ЕЭС», является обеспечение надёжности электроснабжения. После наиболее тяжёлого нарушения нормального режима с частичным погашением энергосистемы электростанция может остаться без напряжения на шинах собственных нужд. Цель данного исследования – выявление возможности использования Абаканской СЭС (солнечной электростанции) в схеме подачи напряжения на шины Абаканской ТЭЦ от внешнего источника напряжения для пуска электродвигателей собственных нужд и разворота турбогенератора после наиболее тяжёлого нарушения нормального режима с частичным погашением энергосистемы Республики Хакасия. В настоящее время вопрос такого использования солнечных электростанций не изучен.

Исследование допустимости электроэнергетического режима проведено с использованием ПО «РАСТР». Изучена возможность использования возобновляемого источника энергии (солнечной электростанции) для решения задачи по обеспечению системной надёжности, в частности, использование его для подачи напряжения на шины собственных нужд тепловой электростанции. Разработаны пути решения проблем, в том числе связанных с синхронизацией инверторов с сетью. Разработана схема подачи напряжения на собственные нужды Абаканской ТЭЦ от Абаканской СЭС.

Результаты исследования могут применяться для повышения надёжности электроснабжения ЕЭС России, в частности, в энергосистеме Крыма.

*Ключевые слова: нарушение нормального режима, схема подачи напряжения, собственные нужды, солнечная электростанция, инвертор, пусковые токи.*

## Application Abakan solar power supply voltage for tires at own needs Abakan thermoelectric plant after the most severe disturbance

P.S.Kuznetsov<sup>1</sup>, P.S.Kuznetsov<sup>2</sup>

<sup>1</sup>RDO of the Khakasia ES

<sup>2</sup>ООО «Abakan SES»

Abakan, Russia

kuznetsovps@khak.so-ups.ru, Penny93@mail.ru

One of the most important tasks performed by SO UPS, is to ensure the reliability of power supply. After most grave violation of normal operation with a partial repayment of the power system, power can be without stress on the tires of their own needs. The purpose of this study - the identification of the possibility of using the Abakan SES (solar power) in the circuit energizing the Abakan thermoelectric plant bus from an external voltage source for the motor starting their own needs and turn the turbine generator after the most grave violations of normal operation with a partial repayment of the energy system of the Republic of Khakasia. Currently, the issue of the use of solar power has not been studied.

The study admissibility electricity regime carried out using the software Cosmos, Rastr. The possibility of using renewable energy (solar power) to solve the problem to ensure the reliability of the system, in particular its use for applying voltage to bus their own needs of thermal power plant. Developed solutions to problems, including those associated with the timing of inverters with the network. A supply voltage scheme for its own needs from Abakan thermoelectric plant Abakan SES.

The results of the study can be used to improve the reliability of power supply UPS of Russia, in particular, in the power of the Crimea.

*Keywords: disruption of the normal mode, energizing circuit, own needs, solar power, inverter, inrush currents.*

## I. ВВЕДЕНИЕ

В энергосистеме Республики Хакасия, находящейся в составе ОЭС Сибири, с 21.12.2015 введена Абаканская солнечная электростанция (далее Абаканская СЭС). Абаканская СЭС расположена рядом с Абаканской ТЭЦ, в пределах нескольких километров. Если рассматривать этот факт с точки зрения повышения надежности работы энергосистемы, то видно, что Абаканская СЭС может быть использована в качестве дополнительного источника напряжения для Абаканской ТЭЦ. Например, в случае наиболее тяжелого нарушения нормального режима в Абакано-Черногорском энергоузле может возникнуть ситуация полного исчезновения напряжения на шинах Абаканской ТЭЦ. Поэтому в данной работе рассмотрен вариант подачи напряжения на обесточенные шины собственных нужд (далее СН) Абаканской ТЭЦ от Абаканской СЭС. В настоящее время в филиале ОАО «СО ЕЭС» Хакасское РДУ существуют инструкция, в которой указаны два способа подачи напряжения на СН Абаканской ТЭЦ. В данной работе предлагается еще одна схема подачи напряжения. Следует отметить несколько важных ограничений по данной работе. Абаканская СЭС является нестабильным источником электроэнергии. Следует учитывать, что ночью электростанция отключена, а в снегопады выработка электроэнергии падает до нуля. Однако в Республике Хакасия достаточно много солнечных дней, что обеспечивает достаточно стабильную генерацию днем, как показывает практика эксплуатации станции. Соответственно использование Абаканской СЭС в схеме подачи напряжения на СН Абаканской ТЭЦ способно повысить надежность работы энергосистемы Республики Хакасия.

В работе рассматриваются взаимоотношения Абаканской ТЭЦ, Абаканской СЭС и Хакасского РДУ.

## II. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ

Абаканская ТЭЦ введена в работу 18 апреля 1982 г. На сегодняшний день Абаканская ТЭЦ является крупнейшим предприятием энергетического комплекса Республики Хакасия и основным поставщиком тепловой энергии для города Абакана. Установленная мощность станции – 406 МВт (1 Г – 63 МВт, 2 Г – 100 МВт, 3 Г – 110 МВт, 4 Г – 136 МВт).

Абаканская СЭС введена в работу 21.12.2015 г. Станция расположена в непосредственной близости от Абаканской ТЭЦ и ОАО «Абаканвагонмаш», следует отметить, что между станциями установлена электрическая связь по двум линиям электропередачи длиной 1 км. Установленная мощность станции – 5,2 МВт. Станция занимает площадь 20 гектаров, на которой расположено 21120 панелей мощностью 250 Вт каждая, а также 8 инверторов ХС 540 мощностью 540 кВА каждый.

ПС 110 кВ ГПП-6 АПОВ – главная понизительная подстанция предприятия ОАО «Абаканвагонмаш». Абаканская СЭС генерирует электроэнергию на шины ПС 110 кВ ГПП-6 АПОВ, которая в юридическом отношении принадлежит Абаканской ТЭЦ. Далее по тексту для простоты и наглядности ПС 110 кВ ГПП-6 АПОВ считаем относящейся к схеме Абаканской ТЭЦ.

## III. СОЗДАНИЕ ВРЕМЕННОЙ СХЕМЫ В ПОСЛЕАВАРИЙНОМ РЕЖИМЕ

На рис. 1 представлена нормальная схема электрических соединений Абаканской ТЭЦ и Абаканской СЭС. В результате развития аварии в энергосистеме происходит потеря напряжения на шинах 110 кВ и СН Абаканской ТЭЦ.

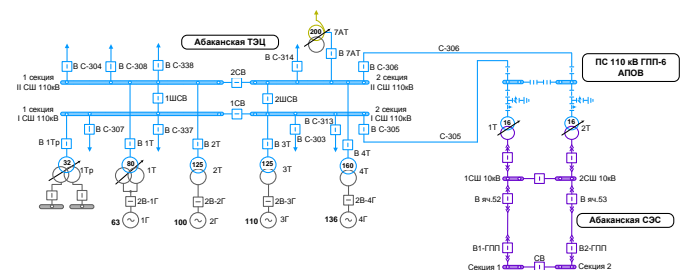


Рис. 1. Схема нормального режима: Абаканская ТЭЦ и Абаканская СЭС

Вместе с потерей напряжения на шинах 110 кВ Абаканской ТЭЦ происходит также и потеря напряжения на шинах 10 кВ Абаканской СЭС. На Абаканской СЭС установлены инверторы, ведомые сетью (это означает, что для их работы обязательным является наличие напряжения со стороны переменного тока, для того чтобы инвертор был способен синхронизироваться с сетью [1]). Эта проблема решается созданием опорного напряжения на трансформаторе со стороны переменного напряжения 300 В. Опорное напряжение переменного тока предлагается взять:

- с цепей оперативного тока;
- с выделенного специально для этой цели массива солнечных фотоэлектрических батарей;
- дизель-генератор.

Итак, в рассматриваемом аварийном режиме схема будет выглядеть следующим образом (рис. 2).

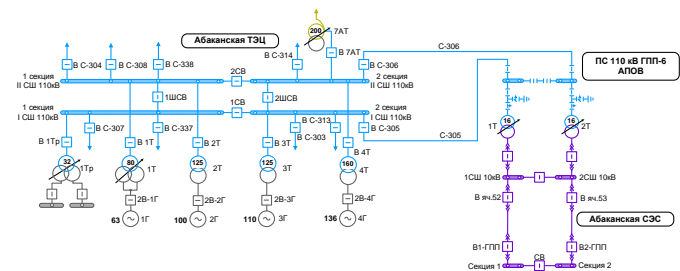


Рис. 2. Схема электрических соединений Абаканской ТЭЦ и Абаканской СЭС в аварийном режиме

Использование предлагаемой схемы предполагает осуществление следующей последовательности оперативных переключений:

1. По команде диспетчера Хакасского РДУ оперативный персонал Абаканской СЭС запускает инверторы и убеждается в их синхронизации на опорное напряжение.
2. Оперативный персонал Абаканской ТЭЦ убеждается в наличии напряжения на шинах ПС 110 кВ ГПП-6 АПОВ 110 кВ.



3. По команде диспетчера Хакасского РДУ со стороны ПС 110 кВ ГПП-6 АПОВ оперативным персоналом Абаканской ТЭЦ подается напряжение на шины 110 кВ Абаканской ТЭЦ.

После реализации вышеперечисленных мероприятий схема электрических соединений Абаканской ТЭЦ и Абаканской СЭС будет выглядеть, как показано на рис. 3.

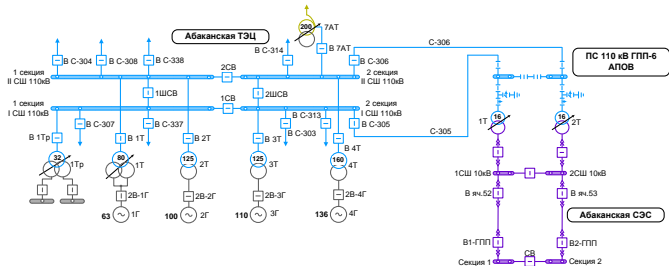


Рис. 3. Схема электрических соединений Абаканской ТЭЦ и Абаканской СЭС в послеаварийном режиме

Для реализации предлагаемого способа восстановления работоспособности Абаканской ТЭЦ необходимо провести организационные и технические мероприятия.

#### А. Организационные мероприятия

1. Актуализация нормативно-методического документа «Инструкция по созданию схемы подачи напряжения на шины Абаканской ТЭЦ от внешнего источника напряжения для пуска электродвигателей собственных нужд и разворота турбогенератора после наиболее тяжелого нарушения нормального режима с частичным погашением энергосистемы Республики Хакасия» с учётом варианта подачи напряжения от Абаканской СЭС.

2. Проведение обучения персонала Хакасского РДУ, Абаканской ТЭЦ и Абаканской СЭС, в том числе проведение специальной противоаварийной тренировки.

#### В. Технические мероприятия

1. Реализация планов ОАО «ЕвроСибЭнерго» по увеличению мощности Абаканской СЭС с 5,2 МВт до планируемых 20 МВт.

2. Обеспечение возможности подачи опорного напряжения на обесточенные трансформаторы Абаканской СЭС.

Мощность станции в 25 МВт позволит обеспечить нормальный пуск агрегатов и механизмов СН Абаканской ТЭЦ. Максимальная величина активной и реактивной мощности, требуемые станцией для осуществления пуска единицы генерирующего оборудования, составляет  $P_{max} = 13$  МВт,  $Q_{max} = 4,5$  Мвар. Далее приведены пусковые токи наиболее крупных двигателей СН Абаканской ТЭЦ [2]:

- питательный электронасос ПЭН: пусковой ток – 2802 А, время пуска – 11 с;
- дымосос: пусковой ток – 1512 А, время пуска – 15 с;
- циркулирующий насос ЦН: пусковой ток – 620 А, время пуска – 10 с;
- дутьевой вентилятор ДВ: пусковой ток – 380 А, время пуска – 15 с.

Для получения опорного напряжения предлагается воспользоваться переменным оперативным током (220 В). Сначала необходимо преобразовать его в 300 В (при помощи вольтодобавочного трансформатора), затем подвести на зажимы трансформатора со стороны 300 В. Это приведёт к появлению напряжения в сети 10,5 кВ и инверторы включатся, как показано на рис. 4.

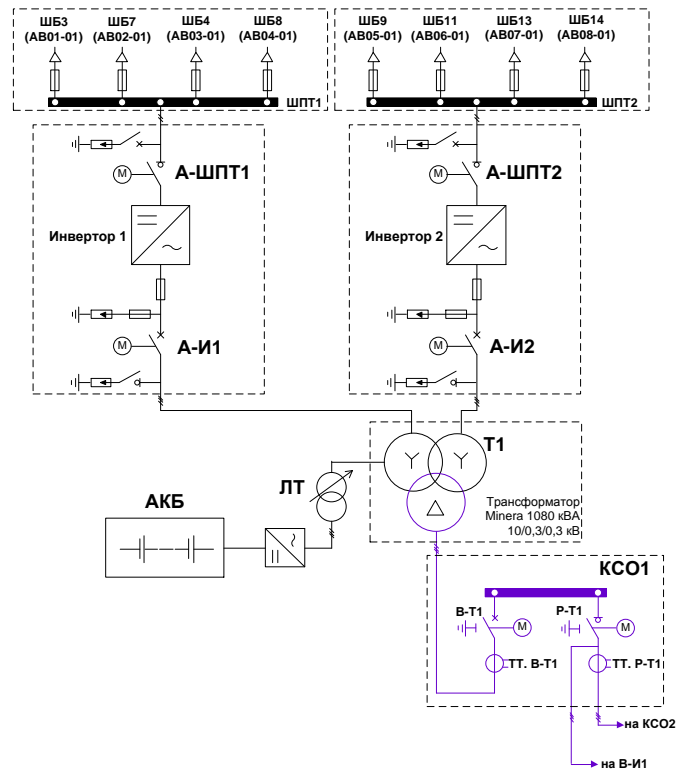


Рис. 4. Схема подачи опорного напряжения от цепей оперативного тока Абаканской СЭС

#### IV. ВЕРОЯТНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ РАССМОТРЕННОЙ СХЕМЫ

На рис. 5 приведена выработка Абаканской СЭС за 05.05.2016.

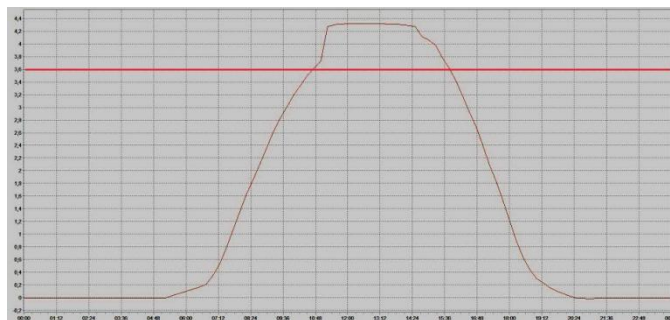


Рис. 5. График генерации активной мощности Абаканской СЭС за 05.05.2016

Область, при которой разрешается использовать рассмотренную схему (с учетом увеличения мощности до 20 МВт), на графике определена выше красной горизонтальной границы. По данному графику, диапазон, в котором разрешено использование схемы, составляет 5 часов – это 20,8 % времени суток. Вероятность применения рассмотренной схемы на 05.05.2016 – 20,8 %.

За май 2016 г. вероятность применения схемы составила 16,5 %. Привести график не представляется возможным.

#### V. ВЫВОДЫ ПО ПРОЕКТУ

В Схеме и программе развития ЕЭС России на 2016 – 2022 годы указано, что доля возобновляемых источников электроэнергии (далее ВИЭ) в структуре установленной мощности по типам электростанций ЕЭС России возрастает с 0,03 % в 2015 году до 0,7 % в 2022 году [3]. Эта динамика приведена в таблице.

УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА ВИЭ ПО ОЭС И ЕЭС РОССИИ, МВт

	2015 г., факт	2022 г.
ЕЭС России	72,2	1771,2
ОЭС Северо-Запада	6,4	6,4
ОЭС Центра	0	60,0
ОЭС Средней Волги	0	195,0
ОЭС Юга	3,4	858,4
ОЭС Урала	47,2	441,2
ОЭС Сибири	15,2	210,2
ОЭС Востока	0	0

Как следует из вышеуказанного, данный проект особо актуален и представляет большой интерес. Схему, разработанную в рамках данной работы, предлагается внедрять в ЕЭС России.

Также необходимо отметить новизну идеи, так как подобной схемы (получения опорного напряжения с целью синхронизации инверторов электростанции) ещё не было предложено, и именно поэтому предложенная идея заслуживает пристального внимания при рассмотрении.

При эксплуатации солнечных станций в Крыму имел место неудачный опыт, связанный с аварией в энергосистеме. При потере напряжения в узлах энергосистемы невозможно было получить напряжение от солнечных электростанций ввиду невозможности запуска инверторов, поскольку для работы инвертора необходимо внешнее напряжение – со стороны энергосистемы (инверторы на солнечных электростанциях, ведомые сетью).

Таким образом, из предложенных в настоящей работе идей следует, что электростанции на возобновляемых источниках электроэнергии возможно использовать как источники напряжения в условиях тяжелого нарушения нормального электроэнергетического режима с частичным погашением энергосистемы. Использование такой возможности позволит повысить надежность работы энергосистем.

В заключение отметим, что к проведенной аналитической работе были привлечены специалисты Хакасского РДУ, оперативный персонал Абаканской СЭС, а также инженеры Shneider Electric.

#### Список литературы

- [1] Сетевой фотоэлектрический инвертор Conext Core серии XC: руководство по эксплуатации и техническому обслуживанию. 86 с.
- [2] Инструкция по созданию схемы подачи напряжения на шинах Абаканской ТЭЦ от внешнего источника напряжения для пуска электродвигателей собственных нужд и разворота турбогенератора после наиболее тяжелого нарушения нормального режима с частичным погашением энергосистемы Республики Хакасия. – Абакан: Филиал ОАО «СО ЕЭС» Хакасское РДУ, 2016. – 14 с.
- [3] Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2016 – 2022 годы (утверждена приказом Минэнерго России от 1 марта 2016 г., №147).

# Моделирование установившихся режимов электрических сетей по трехфазным схемам замещения. Трехфазные трансформаторы

Н.А. Куйдин, В.Е. Шмелев

ФГБОУ ВО «Владимирский государственный университет имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых»  
Владимир, Россия  
kuydinna@yandex.ru

Предложен метод моделирования установившихся несимметричных режимов электрических сетей по трехфазным схемам замещения. Основное внимание уделено объекту «Подсистема» и трансформаторным сетевым объектам. Предложен оригинальный способ расчета импедансных и адмиттансных матриц трехфазных схем замещения трансформаторных объектов по их паспортным данным. Разработанный метод и алгоритмы позволяют по сравнению с однолинейными методами получать более строгую и детальную информацию об установившихся несимметричных штатных и нештатных режимах электрических сетей.

*Ключевые слова:* электрическая сеть, установившийся режим, трехфазные схемы замещения, трехфазный трансформатор.

## Simulation set the mode of electric networks of a three-phase equivalent circuit. Three-phase transformers

N.A. Kuydin, V.E. Shmelev

Vladimir State University  
Vladimir, Russian Federation  
kuydinna@yandex.ru

A method for modeling of steady asymmetrical modes of electric networks for three-phase equivalent circuit. Emphasis is placed on the project: "Subsystem" and transformer network entities. An original method of calculating the impedance matrix and admittansnyh three-phase transformer equivalent circuits of objects according to their passport data. The methods and algorithms allow for comparison with a single-line methods to obtain a more rigorous and detailed information about the steady asymmetrical normal and abnormal conditions of electrical networks.

*Keywords:* electric network, settlements established mode, three-phase equivalent circuit, three-phase transformer.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Традиционно при расчетах параметров установившихся режимов работы электрических сетей по однолинейным схемам замещения прямой, обратной и нулевой последовательности [1] в расчеты вводятся различные справочные величины, диапазоны изменения которых очень широки. Крайние значения этих диапазонов отличаются друг от друга примерно в два раза (особенно для нулевой последовательности). Выбор конкретных значений справочных величин из этих диапазонов производится только на основе опыта расчетчика, что неизбежно приводит к субъективным ошибкам – погрешностям в десятки процентов. Метод симметричных составляющих позволяет строго учесть не более двух факторов несимметрии режима [2]. Если факторов несимметрии больше, то в математическую модель нужно ввести матрицы связи между схемами замещения разных последовательностей чередования фаз. Это приводит к тому, что число совместно решаемых уравнений становится равным числу уравнений по трехфазной схеме замещения. В связи с этим появился

ряд публикаций, например [3], посвященных применению полных трехфазных схем замещения электрических сетей.

Замена расчетов по упрощенным однолинейным схемам замещения расчетами по полным трехфазным схемам стала возможной на новом аналитическом основании, которое представляет собой комплекс теоретических моделей трехфазных схем замещения основных объектов электроэнергетики: линий и коридоров линий электропередачи всех классов напряжений, разнообразных трехфазных трансформаторов и автотрансформаторов, реакторов, источников электроэнергии, различных электрических нагрузок и т.п. Это аналитическое основание составляют также компьютерные реализации теоретических моделей названных объектов электроэнергетики и программы формирования глобальной системы расчетных уравнений, соответствующей топологии анализируемой реальной электрической сети. При построении названного нового теоретического основания использованы известные и выполнены новые аналитические разработки в современной теоретической электротехнике в области теории электрических и магнитных цепей, а также теории электромагнитного поля.

## II. ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ОСНОВА МАТРИЧНОГО МЕТОДА РАСЧЕТА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СЕТЕЙ РАЗЛИЧНЫХ КЛАССОВ НАПРЯЖЕНИЙ ПО ПОЛНЫМ ТРЕХФАЗНЫМ СХЕМАМ ЗАМЕЩЕНИЯ

Матричное моделирование установившихся синусоидальных процессов в электрических сетях базируется на топологических понятиях и соотношениях в электрических цепях. При таком моделировании схему замещения сети удобно кодировать матрицей узловых соединений, а для анализа установившегося процесса удобно применять метод узловых потенциалов [2]. С учетом сказанного матричная модель сети основывается на автоматизированном построении и решении глобального матричного уравнения относительно комплексных узловых потенциалов. Матричные соотношения, на которых основан предлагаемый метод, представлены в [4].

Любая реальная электрическая сеть имеет большое число узлов и ветвей, значит, составлять матрицу узловых соединений вручную слишком сложно и громоздко. Ручной способ задания комплексных сопротивлений или проводимостей ветвей также не приемлем. Выходные данные, хранящиеся в столбцовых матрицах комплексных узловых потенциалов, напряжений ветвей, токов ветвей, мощностей источников и приемников также неудобны для инженерного анализа. Из этого следует, что приведенных выше формул недостаточно для построения моделей электрических сетей разных классов напряжения.

## III. КОНСТРУИРОВАНИЕ ТИПОВ ДАННЫХ СЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ

В разработанных матричных алгоритмах расчета нормальных и нештатных режимов электроэнергетических сетей различных классов напряжений по полным трехфазным схемам применена технология сетевых объектов. Все сетевые объекты – структурные переменные, которые до сборки модели сети содержат следующие поля: `type` – имя типа сетевого объекта; `Ev` – столбец комплексных ЭДС ветвей; `Yv` – локальная матрица адмиттансов ветвей; `A` – локальная матрица узловых соединений; `exter` – массив строка локальных номеров узлов, предназначенных для присоединения к другим сетевым объектам; `connect` – массив электрических соединений данного объекта с созданными ранее сетевыми объектами; `descript` – строка символов с описанием сетевого объекта; `nodes=[]` – список глобальных номеров узлов; `branches=[]` – список глобальных номеров ветвей. Поля `nodes` и `branches` заполняются на этапе сборки модели сети из отдельных сетевых объектов.

Глобальное матричное уравнение состояния цепи (сети) на этапе сборки составляется относительно потенциалов всех узлов, при этом предполагается, что нулевой потенциал имеет узел «идеальной земли». Если этот узел не входит в рассматриваемый сетевой объект, то в локальной матрице  $[A]$  должны быть представлены все его узлы.

### A. Сетевой объект «Трехфазный источник электроэнергии (питающая система)»

С точки зрения теоретической электротехники данный сетевой объект представляет собой трехполюсник (если его нейтраль изолирована) или четырехполюсник (если его нейтраль предназначена для подключения к питаемой сети). Обобщенная схема замещения такого источника в

случае соединения звездой представляет собой три ветви с фазными источниками ЭДС с внутренними импедансами. Локальных узлов – четыре: 1 – нейтраль, 2, 3, 4 – узлы подключения соответственно первой, второй и третьей фазы. Локальная матрица узловых соединений такого объекта имеет вид

$$[A] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{bmatrix}.$$

Авторами предложена методика определения внутренних импедансов схемы замещения по паспортным данным источника. Составлен конструктор этого электросетевого типа данных.

### B. Некоторые вспомогательные сетевые объекты

- Обобщенный коммутирующий элемент представляет собой объект с  $n$  фиктивными ветвями и  $2n$  локальными точками присоединения ( $n$  узлов соответствует началам ветвей,  $n$  узлов – концам). Пусть `S` – имя переменной, куда записан сетевой объект. Тогда `S.type='commutator_n'` – строка символов с именем типа сетевого объекта, `S.on` – состояние коммутатора (`true` – включено, `false` – выключено), `S.n` – количество фиктивных ветвей. Если `S.on==true`, то каждая фиктивная ветвь при сборке интерпретируется как один глобальный узел, иначе – как два различных узла.
- Множество  $n$  гальванически не связанных ветвей – вспомогательный сетевой объект, предназначенный для моделирования токоограничивающих реакторов или коммутирующих элементов, если требуется знать токи, протекающие через замкнутые контакты, или напряжения на разомкнутых контактах (прежде всего, это относится к шиносоединительным выключателям). Матрица узловых соединений данного объекта представляет собой вертикальную склейку единичной матрицы размера  $(n,n)$  и такой же матрицы с противоположным знаком. Точки присоединения – все локальные узлы.
- Обобщенная система  $n$  изолированных узлов – объект с  $n$  локальными узлами, изолированными друг от друга и других узлов сети. Ветвей нет. Объект логически может выполнять роль секции или системы шин. Матрица узловых соединений – пустая матрица размера  $(n,0)$ . Точки присоединения – все локальные узлы. Объект важен также для конструирования сетевых объектов типа «подсистема» и «композиционный объект».
- Заземлитель – объект, содержащий одну пассивную ветвь, соединяющую узел с землей. Ветвь направлена от узла к идеальной земле. Сопротивление этой ветви равно сопротивлению растекания тока заземлителя.

### C. Сетевой объект «Подсистема»

Это объект, содержащий  $n$  пассивных ветвей, соединяющих  $n$  узлов с землей. Ветви направлены от узлов к идеальной земле. Данный объект может также играть роль системы связанных заземлителей.

Подсистема – это любая часть электроэнергетической сети или системы, схема которой скрыта, но известны точки присоединения к другим участкам сети. Текущее состояние подсистемы характеризуется комплексными потенциалами точек присоединения и токами, втекающими в эти точки извне (через присоединяющие провода). Общим узлом подсистемы всегда будем считать «идеальную землю». Свойства любой линейной подсистемы вполне определяются двумя матрицами, при этом не обязательно представление подсистемы ее электрической схемой, тем более громоздкой полнофазной схемой.

Первая из этих матриц – столбцовая матрица потенциалов точек присоединения при разомкнутых присоединяющих проводах. Если внутри подсистемы нет источников электроэнергии, то это нулевая матрица. Для краткости назовем этот столбец матрицей условных ЭДС. Вторая из этих матриц – квадратная матрица внутренних импедансов. Число строк и столбцов равно числу точек присоединения. Матричное уравнение подсистемы, если наблюдать ее извне, имеет вид:

$$[\dot{\phi}_n] = [\dot{\phi}_p] + [Z_{вн}] \cdot [I_n],$$

где  $[\dot{\phi}_n]$  – матрица-столбец потенциалов точек присоединения;  $[\dot{\phi}_p]$  – матрица-столбец условных ЭДС;  $[Z_{вн}]$  – матрица внутренних импедансов;  $[I_n]$  – матрица-столбец токов, втекающих в подсистему по присоединяющим проводам.

Авторами предложен экономичный алгоритм вычисления матриц  $[Y_{вн}]$  и  $[\dot{\phi}_p]$ :

$$[Y_{вн}] = [Y_{ee}^{(y)}] - [Y_{ei}^{(y)}] \cdot [Y_{ii}^{(y)}]^{-1} \cdot [Y_{ie}^{(y)}];$$

$$[\dot{\phi}_p] = [Y_{вн}]^{-1} \cdot \left( [J_e^{(y)}] - [Y_{ei}^{(y)}] \cdot [Y_{ii}^{(y)}]^{-1} \cdot [J_i^{(y)}] \right),$$

где  $e$  соответствует точкам присоединения подсистемы;  $i$  соответствует внутренним узлам подсистемы, которые исключаются из анализа состояния сети;  $[Y_{вн}] = [Z_{вн}]^{-1}$  – матрица внутренних адмиттансов, которая записывается в поле  $Yv$  сетевого объекта.

#### D. Трансформаторные сетевые объекты

В настоящее время авторами программно реализованы в системе MatLab следующие типы трансформаторных сетевых объектов: однофазный трансформатор без гальванической связи между первичной и вторичной обмоткой, однофазный автотрансформатор, однофазный автотрансформатор с гальванически развязанной обмоткой, трехфазный трансформатор звезда – звезда, трехфазный трансформатор треугольник – звезда, трехфазный автотрансформатор, трехфазный автотрансформатор с гальванически развязанной обмоткой, трехфазный трансформатор с расщепленной обмоткой низшего напряжения.

Для каждого из перечисленных типов трансформаторных сетевых объектов авторами разработаны методики и алгоритмы вычисления полной локальной матрицы импедансов всех обмоток по паспортным (каталожным) данным. Объем данной статьи не позволяет представить здесь все матричные соотношения, раскрывающие эти методи-

ки. К примеру, матрица импедансов ветвей трехфазной схемы замещения трансформатора звезда – звезда:

$$[Z^{(b)}] = \text{kron} \left( \begin{bmatrix} 1 & n^{-1} \\ n^{-1} & (k_{эм} \cdot n)^{-2} \end{bmatrix}, [Z_{вн}] \right),$$

где  $\text{kron}$  – функция, возвращающая произведение Кронекера двух матриц;  $n$  – коэффициент трансформации;  $[Z_{вн}]$  – матрица импедансов обмоток высшего напряжения (ВН), определяемая из опыта холостого хода;  $k_{эм}$  – коэффициент электромагнитной связи между цепями ВН и низшего напряжения (НН), определяемый из опыта короткого замыкания. Остальные матричные соотношения представлены в работе [4].

Если трансформатор обладает малым напряжением короткого замыкания и малым током холостого хода, то коэффициент электромагнитной связи  $k_{эм}$  очень близок к единице. Из-за этого число обусловленности матрицы  $[Z^{(b)}]$  велико (может достигать  $10^5$ ). Данное обстоятельство значительно затрудняет экспериментальные измерения компонентов матрицы  $[Z^{(b)}]$ . Никакой класс точности измерительных средств не позволяет преодолеть проблему высокого числа обусловленности матрицы импедансов трехфазной схемы замещения трансформаторного объекта. Разработанные авторами методики определения импедансной матрицы полностью решают проблему высокого числа обусловленности, поскольку даже грубые средства измерения, применяемые при проведении стандартных (паспортных) опытов, дают возможность вычислять значения  $k_{эм}$  с точностью  $10^{-10}$ , что гарантирует корректное моделирование режимов сети.

#### E. Сетевой объект «Коридор однородных многопроводных линий»

Это сетевой объект, соответствующий многопролетной схеме замещения коридора воздушных и кабельных линий. Общий узел (ОУ) – «идеальная земля» (номера не имеет). Поперечные ветви имеются в начале и конце коридора, а также на границах логических пролетов. Поперечные ветви каждой такой границы образуют поперечные графы: каждая поперечная ветвь начинается на проводе и заканчивается в ОУ. Продольные ветви соединяют соответствующие начала ветвей соседних поперечных графов. Первыми нумеруются продольные ветви, затем поперечные.

Входными параметрами конструктора сетевого объекта являются: матрица поперечных адмиттансов проводников на единицу длины коридора, матрица продольных адмиттансов единицы длины коридора, одномерный массив координат концов логических пролетов. Этот массив задает пространственную дискретизацию коридора. Используя значения этих параметров, конструктор заполняет топологическую матрицу схемы замещения и формирует матрицу адмиттансов продольных и поперечных ветвей. Продольные и поперечные электрические параметры коридора (входные параметры конструктора) моделируются отдельно методами теории электромагнитного поля [5].

#### IV. НАИБОЛЕЕ ВАЖНЫЕ ОПЕРАЦИИ НАД СЕТЕВЫМИ ОБЪЕКТАМИ

- Слияние узлов сетевого объекта предназначено для моделирования разнообразных видов коротких

замыканий внутри объектов, а также для конструирования нестандартных сетевых объектов из стандартных.

- Сборка модели сети из отдельных сетевых объектов. Здесь определяются глобальные номера всех узлов и ветвей, они записываются в специальные поля объектов, далее формируются глобальные матрицы системы узловых уравнений. Сборщик полезен также для формирования композиционных сетевых объектов.
- Вычисление глобальных матриц подсистемы по глобальным матрицам сети.
- Расчет электрического состояния собранной сети и распределение выходных данных по сетевым объектам.

## V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате вычислительных экспериментов с разработанными моделями и алгоритмами [6] показано, что погрешности расчетов режимов электрических сетей по полным трехфазным схемам замещения на порядок меньше погрешностей расчетов режимов таких сетей по упрощенным однолинейным схемам замещения. Особое внимание в работе уделено трансформаторным сетевым объектам, в том числе трехфазным трансформаторам и автотрансформаторам. В частности, предложен оригинальный способ расчета импедансных и адмиттансных матриц трехфазных схем замещения трансформаторных объектов по их паспортным данным. Точность моделирования названных и иных важнейших электросетевых объектов подтверждена сопоставлением результатов расчетного моделирования с данными телеизмерений в исследуемой сети [6]. Новый метод расчета режимов сетей ориентирован на решение проблем минимизации технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических

сетях; на его основе можно точно разделить технические и коммерческие потери электроэнергии в конкретной сети. На этой основе можно точно определить причины потерь всех видов, их распределение по элементам и объектам конкретной сети, а также способы минимизации потерь различных видов. Кроме этого, разработанный авторами новый метод расчета режимов сетей является универсальной научной основой для обеспечения нормированного качества электрической энергии для разнообразных потребителей и их электромагнитной совместимости.

## Список литературы

- [1] Лосев С.Б., Чернин А.Б. Вычисление электрических величин в несимметричных режимах электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 528 с.
- [2] Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи. – М.: Гардарики, 2006. – 701 с.
- [3] Крюков А.В., Закарюкин В.П. Моделирование электромагнитных влияний на смежные ЛЭП на основе расчета режимов энергосистемы в фазных координатах: монография. – Иркутск: Изд-во Иркут. гос. ун-та путей сообщения, 2009. – 120 с.
- [4] Селезнев В.Ю., Сбитнев С.А., Шмелев В.Е., Горюшин Ю.А. Новый матричный метод моделирования режимов магистральных и распределительных электрических сетей по трехфазным схемам замещения // Интеллектуальная электроэнергетика, автоматика, высоковольтное управляемое и коммутационное оборудование: Матер. 20-й конф. – М: Электрозавод, 2014.
- [5] Шмелев В.Е. Моделирование продольных и поперечных электрических параметров многопроводных линий с помощью уравнений электромагнитного поля // Проектирование и технология электронных средств. – 2013. – № 4. – С. 27–32.
- [6] Селезнев В.Ю., Сбитнев С.А., Шмелев В.Е. Матричный метод расчета режимов электрических сетей различных классов напряжения по трехфазным схемам замещения // Энергетик. – 2014. – № 5. – С. 21–23.

# Оптимизация профиля напряжения распределительных сетей с распределенной генерацией

И.С. Кулаев, Ю.П. Кубарьков

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»  
Самара, Россия  
ikulaev@inbox.ru

Энергетические компании обязаны предоставлять клиентам мощность в заданных пределах напряжения. Однако повышение напряжения в сетях с распределенной генерацией представляет серьезную проблему. Необходимо разработать способы координированного управления напряжением и потоками мощности, чтобы они могли быть реализованы в рамках управляющих структур существующих распределительных систем. Задача оптимизации уровней напряжения решается с помощью метода роя частиц с учетом соответствующей модели регулирующего устройства. Следовательно, применяющиеся в настоящее время методы планирования работы сети и оперативные средства могут не меняться, но должны расширяться.

*Ключевые слова:* распределенная генерация, оптимизация с помощью метода роя частиц, профиль напряжения, распределительная сеть, сетевой регулятор.

## Optimising voltage profile of distribution networks with distributed generation

I.S. Kulaev, Y.P. Kubarkov

FGBOU VPO «Samara State Technical University»  
Samara, Russia  
ikulaev@inbox.ru

Energy companies are obliged to provide power to customers in the specified voltage limits. However, the increase in voltage in networks with distributed generation is a serious problem. It is necessary to devise ways of coordinated voltage control and power flows, so that they can be implemented within the management structures of existing distribution systems. The problem of optimizing the voltage levels is solved by the method of particle swarm, taking into account the relevant regulatory model. Therefore, currently in use methods of network planning and operational tools can be not changed, but must be expanded.

*Keywords:* distributed generation, Particle swarm optimization, voltage profile, distribution network, network controller.

### I. ВВЕДЕНИЕ

В традиционных распределительных сетях электроэнергия вырабатывается на электростанциях. Обычно электростанции располагаются в местах, где легко доступны энергетические ресурсы. Выработанная электроэнергия передается на большие расстояния по высоковольтным линиям. Мощность между потребителями распределяется по средне- и низковольтным распределительным сетям. Однако в последние годы наблюдается рост распределенной генерации наряду с обычной выработкой энергии.

Преимущества распределенной генерации заключаются в снижении нагрузки на распределительную систему, снижении потерь электроэнергии и увеличении использования возобновляемых источников энергии. Станции распределенной генерации сравнительно небольшие, обладают мощностью не более 100 МВт.

Так как РГ становится все более распространенной, то возникает ряд проблем, связанных с ней. Распределительные сети, к которым подключаются распределительные генераторы, не предназначены для подключения генера-

торов напрямую. Они были разработаны для передачи мощности от источника к потребителю. Введение распределительной генерации часто приводит к изменению направления потоков мощности в распределительных сетях. В дополнение к этому, РГ является причиной изменения стабильности профиля напряжения и систем защиты. Еще одно ограничение – это величина мощности, которую может вырабатывать РГ.

Целью данного исследования является изучение метода увеличения применения РГ в распределительных сетях. Это может быть осуществлено с помощью координированного контроля распределенной генерации, трансформаторов с РПН. С помощью такого контроля РГ может поставлять в сеть больше мощности, в то же время отвечая ограничению уровня напряжения.

### II. РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Рассмотрим простейшую двухшинную сеть. На рис. 1 изображен генератор, РГ, питающий местную нагрузку и поддерживаемый местным компенсатором реактивной



мощности. Напряжение на генераторе будет определяться выражением:

$$U_{\text{РГ}} = U_i + \frac{R \cdot (P_{\text{РГ}} - P_{\text{Л}}) + X \cdot (\pm Q_{\text{РГ}} - Q_{\text{Л}} \pm Q_{\text{с}})}{U_i}, \quad (1)$$

где  $U_{\text{РГ}}$  – напряжение распределенной генерации;  $U_i$  – напряжение на  $i$ -й шине, кВ;  $P_{\text{РГ}}$  – активная генерируемая мощность, кВт;  $Q_{\text{РГ}}$  – реактивная генерируемая мощность, кВар;  $R$  и  $X$  соответственно – активное и реактивное сопротивление передающей линии, Ом. Предположив, что реактивная мощность компенсатора такая, что  $Q_{\text{ДГ}} - Q_{\text{Л}} + Q_{\text{с}} = 0$ , получаем следующее выражение для  $U_{\text{РГ}}$ :

$$U_{\text{РГ}} = U_i + \frac{R \cdot (P_{\text{РГ}} - P_{\text{Л}})}{U_i}. \quad (2)$$

Это значит, что напряжение  $U_{\text{РГ}}$  может увеличиваться с ростом выработки активной мощности  $P_{\text{РГ}}$ .

### III. КОНТРОЛЬ НАПРЯЖЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Системные операторы должны поддерживать уровень напряжения в точках подключения потребителей –5, +10 % от номинального напряжения. Для удовлетворения этих и других требований были разработаны различные системы управления.

В традиционных распределительных сетях применяются два основных метода контроля профиля напряжения: использование РПН или управление потоками реактивной мощности. Источник энергии в распределительной сети – это, как правило, подстанция, которая может иметь трансформаторы с РПН для снабжения распределительной сети. С помощью изменения настроек РПН можно контролировать уровень напряжения в сети.

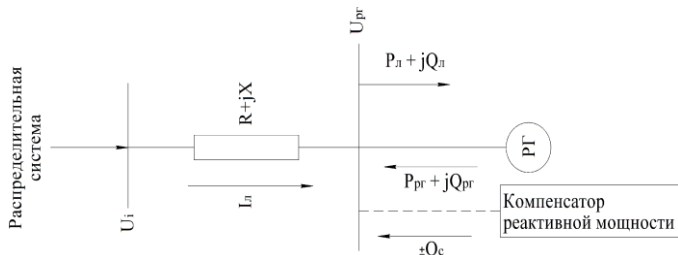


Рис. 1. Простейшая двухшинная сеть с РГ

Есть три параметра, используемые для контроля напряжения в распределительных системах с распределенной генерацией. Это трансформаторы, устройства реактивной мощности и источники распределенной генерации (РГ). Трансформаторы используются для непосредственного изменения напряжения. РПН на подстанциях может повысить или понизить уровень напряжения в распределительной сети. Устройства реактивной мощности включают шунтирующие конденсаторы, шунтирующие реакторы и статические компенсаторы. Они контролируют напряжение путем введения опережающей или отстающей реактивной мощности в различных точках по всей сети. Наконец, РГ сама может быть использована для контроля напряжения. Это достигается за счет изменения количества генерируемой активной и реактивной мощности. Кроме того, РГ может изменять коэффициент мощности, при котором генерируется электроэнергия.

### IV. МЕТОД ОПТИМИЗАЦИИ С ПОМОЩЬЮ РОЯ ЧАСТИЦ (ОРЦ)

Задачи оптимизации энергетической системы имеют несколько размерностей из-за своих многочисленных переменных и ограничений. Эти задачи лучше решать метаэвристическими методами.

Эти методы учитывают все равенства и неравенства ограничений. Повышение производительности системы основывается на сокращении стоимости выработки электроэнергии и потерь активной мощности.

Метод роя частиц базируется на моделировании поведения популяции частиц в пространстве параметров задачи оптимизации. Общее количество частиц определяется как рой. Размеры пространства поиска определяются числом искомых переменных и количеством частиц. Координаты каждой частицы представляют собой возможное решение. Каждая частица движется с адаптируемой скоростью через пространство поиска. Скорость частицы зависит от положения частицы в рое относительно других частиц и заранее определяется функцией пригодности. Это означает, что значения переменных решения представленных частиц меняются в течение каждой итерации. Каждая частица сохраняет в памяти лучшие позиции, в которых она была. Лучшие позиции, в которых были все частицы, тоже запоминаются. Это называется глобальным экстремумом.

Положение частицы изменяется от одной итерации к другой и определяется следующими переменными. Координата частицы  $X_i(t)$  – вектор значений искомых переменных частицы  $i$ -й итерации. Лучшее предыдущее положение  $i$ -й частицы –  $P_i$ . Лучшее предыдущее положение всех частиц (глобальный экстремум) обозначается  $P_g$ . Скорость частицы за время итерации  $t$  задается  $V_i(t)$ . Она отражает стремление частиц продолжать двигаться в определенном направлении. Это вектор, члены которого определяются путем оценки уравнения изменения скорости, в общем случае уравнение изменения скорости в векторном виде представляется:

$$V_i^{t+1} = V_i^t - C_1 \cdot r_1 \cdot (P_i - X_i^t) + C_2 \cdot r_2 \cdot (P_g - X_i^t), \quad (3)$$

где  $C_1$  и  $C_2$  – коэффициенты ускорения;  $r_1$  и  $r_2$  – случайные числа, введенные для увеличения стохастичности математической модели. После определения скорости определяется радиус-вектор с помощью следующего уравнения:

$$X_i^{t+1} = X_i^t + V_i^{t+1}. \quad (4)$$

Коэффициенты ускорения контролируют скорость, с которой частицы двигаются в сторону локальных, персональных или глобальных экстремумов.

Кроме решения проблемы роста напряжения, встает задача регулирования напряжения в сети. В распределительных сетях, особенно с радиальной конфигурацией, напряжение имеет тенденцию к падению вдоль линии. Чем дальше точка нагрузки от источника питания, тем ниже ее напряжение. Чтобы решить эту проблему, приводится метод, цель которого состоит в максимизации величины самого низкого напряжения в системе.

### V. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Целевой функцией регулятора является оптимизация профиля напряжения в распределительной сети с учетом

нагрузки и ограничения мощности. Она представлена ниже в виде математической модели:

$$\min f = \sum_{i \in N_m} |U_i - 1, 0|, \quad (5)$$

где  $f$  – целевая функция;  $U_i$  – напряжение на  $i$ -й шине, кВ;  $N_m$  – количество шин, шт.

Уравнения потока нагрузки выглядят следующим образом:

$$P_{ri} - P_{ni} = U_i \sum_{j=1}^n U_j [G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)]; \quad (6)$$

$$Q_{ri} - Q_{ni} = U_i \sum_{j=1}^n U_j [G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)]. \quad (7)$$

Здесь  $P_{ri}$  и  $Q_{ri}$  – активная и реактивная генерируемые мощности  $i$ -й шины;  $P_{ni}$  и  $Q_{ni}$  – активная и реактивная мощности нагрузки на  $i$ -й шине;  $G_{ij}$  – активная проводимость линии, См, соединяющей  $i$ -ю и  $j$ -ю шину;  $B_{ij}$  – реактивная проводимость линии, соединяющей  $i$ -ю и  $j$ -ю шину;  $\delta$  – угол между активной и реактивной мощностью.

Вырабатываемая мощность и напряжение на выходе распределенной генерации ограничены и представлены в виде следующих неравенств:

$$P_{ri}^{\min} < P_r < P_{ri}^{\max}; \quad (8)$$

$$U_{ri}^{\min} < U_{ri} < U_{ri}^{\max}, \quad (9)$$

где  $P_{ri}$  и  $U_{ri}$  соответственно – активная мощность и напряжение на  $i$ -й шине.

БСК ограничены в количестве реактивной мощности, которую они могут поставить в сеть:

$$Q_{ri}^{\min} < Q_{ri} < Q_{ri}^{\max}, \quad (10)$$

где  $Q_{ri}$  – реактивная мощность, вырабатываемая  $i$ -й БСК.

Настройки РПН трансформатора ограничены как показано ниже:

$$T_i^{\min} < T_i < T_i^{\max}, \quad (11)$$

где  $T_i$  – параметры  $i$ -го трансформатора.

Моделирование режимов реализовано в программе MatLab. Программа основывается на методе оптимизации с помощью роя частиц. Пригодность и эффективность программы тестировалась на схеме стандартной радиальной распределительной сети.

## VI. ТЕСТИРОВАНИЕ СЕТИ

Для расчета и оценки параметров режима рассмотрим радиальную электрическую сеть, представленную на рис. 2. Для этой сети, имеющей  $N$  узлов,  $S_N$  представляет исходный узел и  $i$  – любой промежуточный узел.

## VII. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Для того чтобы имитировать работу дополнительных источников, используются следующие неравенства:

$$0,95 \leq P_{ri} \leq 1,1; \quad (12)$$

$$Q_{ri}^{\min(\text{year})} \leq Q_{ri} \leq Q_{ri}^{\max(\text{year})}; \quad (13)$$

$$0,95 \leq U_{ri} \leq 1,1. \quad (14)$$

Определение размещения распределенных ресурсов. Для оценки мест установки АГ и БСК был использован фрагмент электрической сети напряжением 6 кВ с радиальной топологией и 12 узлами (рис. 2).

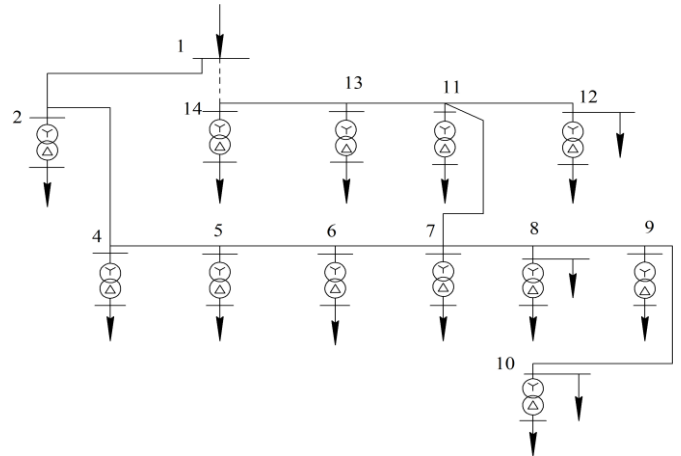


Рис. 2. Фрагмент электрической сети напряжением 6 кВ с радиальной топологией

Напряжение на питающей подстанции принято  $U_{пст} = 6,3$  кВ и нагрузки фиксированной мощности.

При расчете режима работы приняты следующие ограничения [3, 4]:

- 1) в случае АГ считается, что источник работает с коэффициентом мощности, равным единице, что определяет максимальный КПД;
- 2) максимальная активная мощность генерации в конкретном узле не превышает общую мощность нагрузки в этом узле;
- 3) компенсация реактивной мощности размещается в тех же узлах, что и локальная генерация, которая является более дорогостоящей, чем централизованная поставка;
- 4) при планировании принимается, что РГ доступна для размещения в каждом узле в любое время;
- 5) окончательное местоположение АГ и БСК выбирается исходя из максимального значения целевой функции по коэффициенту нагрузки.

## VIII. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА

Анализ результатов расчета режима для базового варианта показал, что минимальный уровень напряжения, увеличенные потери мощности и минимальный нагрузочный предел будут в узле 10, 12. Для улучшения этих параметров рассмотрим варианты оптимального размещения распределенных источников активной (АГ) и реактивной (БСК) мощности [5, 6].

При установке БСК (рис. 2) максимальный уровень компенсации ограничивается оптимальным уровнем  $\cos \phi$  источника питания и уровнем потерь мощности в сети. Уровень компенсации  $3 \cdot 900$  кВар переходит в режим перекомпенсации с увеличением потерь электроэнергии с 5,8 до 6,2 %, поэтому компенсация  $3 \cdot 300$  кВар является

предельной. Установка распределенных генераторов может обеспечить почти номинальный уровень напряжения в узлах сети. С другой стороны, установка распределенной генерации на уровне  $3 \cdot 1000$  кВт (рис. 3) может быть не эффективной с точки зрения экономической окупаемости.

Таким образом, при управлении режимом работы в распределительных системах необходимо контролировать величину и расположение распределенных ресурсов для улучшения стабильности напряжения при изменении нагрузки с учетом экономической целесообразности.

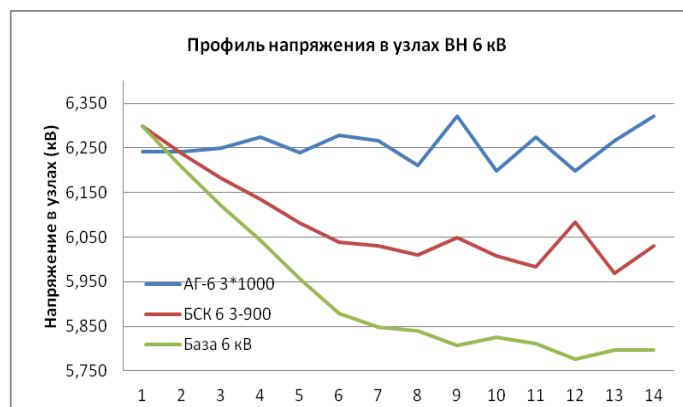


Рис. 3. Уровни напряжения в узлах на стороне 6 кВ при установке БСК или РГ оптимальной мощности (сверху вниз: АГ-6 3 · 1000, БСК-6 3 · 900, база 6 кВ)

## IX. ВЫВОДЫ

1. Оптимальное размещение распределенных ресурсов, ориентированных на уменьшение потерь мощности, не гарантирует повышение стабильности напряжения в системе.

2. Размер и местоположение ресурса, полученные для разных профилей напряжения, приводят к тому, что поте-

ри мощности и уровни напряжения не коррелируются друг с другом.

3. Стабильность напряжения при удовлетворении спроса мощности зависит от коэффициента загрузки в каждом узле и предельной нагрузки, которая определяется для худших условий.

4. Требуется одновременное улучшение этих параметров для стабильной работы. Это позволит обеспечить повышенную надежность электроснабжения для максимального количества потребителей, однако не обязательно при минимизации потерь мощности.

## Список литературы

- [1] Iqbal Ali, Mini S. Thomas, Pawan Kumar. Effect of loading pattern on the performance of reconfigured medium size distribution system // Proc. of 5<sup>th</sup> IEEE Power India Conference, 2012, doi: 10.1109/poweri.2012.6479503.
- [2] Martins V.F., Borges C.L.T. Active distribution network integrated planning incorporating distributed generation and load response uncertainties // IEEE Trans. Power Systems. – 2011. – Vol. 26(4). – P. 2164–2172.
- [3] Su S.Yi, Lu Chan-Nan, Chang R.F., Alcaraz G.G. Distributed generation interconnection planning: A wind power case study // IEEE Trans. On Smart Grid. – 2011. – Vol. 2(1). – P. 181–189.
- [4] Ghosh S., Sherpa K.S. An efficient method for load-flow solution of radial distribution networks // Int. J. Elect. Power Energy Syst. Eng. – 2008. – Vol. 1(2). – P. 108–115.
- [5] Jasmon G.B., Lee C. Distribution network reduction for voltage stability analysis and load flow calculations // Electric Power and Energy System. – 2003. – Vol. 13. P. 9–13.
- [6] Гольдштейн В.Г., Кубарьков Ю.П., Макаров Я.В. Сохранение стабильного уровня напряжения в сетях с помощью мультиагентных систем // Электрооборудование – эксплуатация и ремонт. – 2015. – № 8. С. 42–49.

# Оптимизация построения системы сбора и передачи аварийных сигналов и команд противоаварийного управления энергосистем с использованием элементов теории графов и методов многокритериальной оптимизации

А.И. Курилкин, Б.В. Андранович, И.В. Синянский, Е.В. Сорокин

ОАО «НТЦ ЕЭС»  
Санкт-Петербург, Россия  
kurilkin@ntcees.ru

Практика разработки специалистами ОАО «НТЦ ЕЭС» рекомендаций по созданию и реконструкции систем автоматического противоаварийного управления (ПАУ) энергосистемами (ЭЭС) показывает, что в большинстве случаев основные экономические затраты приходится на организацию передачи аварийных сигналов и команд (АС и АК) между дозирующими и исполнительными устройствами противоаварийной автоматики (ПА). При этом в настоящее время выбор маршрута обмена АС и АК между объектами электроэнергетики осуществляется технологами вручную, без применения специализированных алгоритмов оптимизации, последствием чего может являться либо необоснованное увеличение стоимости реализации проекта, либо завышенное время реализации управляющих воздействий и, как следствие, увеличение их объёмов. В данной статье приведена методика выбора оптимального способа построения систем сбора и передачи аварийных сигналов и команд.

*Ключевые слова:* канал связи, устройство передачи аварийных сигналов и команд, противоаварийная автоматика, теория графов, многокритериальная оптимизация.

## The methods of optimal system collecting and transmission of emergency signals and commands using elements of graph theory and methods for multi-criteria optimization

Kurilkin Aleksei, Andranovich Bogdan, Sinianskii Ivan, Sorokin Evgenii  
Joint Stock Company «Scientific and Technical Center of Unified Power System»  
Saint-Petersburg, Russian Federation  
kurilkin@ntcees.ru

Practice of the development by specialists of JSC «STC UPS» and JSC «System Operator of the United Power System» recommendations on the creation and reconstruction of automatic emergency control systems power systems shows that in most cases the main economic costs fall on the organization of the transmission of emergency signals and commands between the metering and executive devices of emergency control. At the same time nowadays the choice of route of change emergency signals and commands between objects of electric power is carried out by technologists manually without the use of specialized optimization algorithms, the consequences of which can be either unjustified increase in the cost of implementing the project or overestimated timing of control actions and, as a consequence, an increase in their volume. This article describes the methods of optimal selected method of system collecting and transmission of emergency signals and commands.

*Keywords:* emergency control channel, collecting and transmission of emergency signals and commands device, emergency control, graph theory, multi-criteria optimization.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Противоаварийное управление (ПАУ) является одним из наиболее важных технических мероприятий по обеспечению надёжности электроснабжения потребителей, позволяющим предотвращать развитие и ликвидировать последствия аварийных ситуаций в электроэнергетических системах (ЭЭС) [1]. При этом эффективность реализации многих противоаварийных мероприятий существенно зависит от времени ввода управляющих воздействий (УВ)  $\Delta t_{УВ}$  устройствами противоаварийной автоматики (ПА).

Решение задачи оптимизации значений  $\Delta t_{УВ}$  в первую очередь важно для централизованных комплексов ПА, отвечающих за обеспечение устойчивости генерирующего оборудования электростанций и поддержание частоты переменного напряжения в допустимых пределах. К указанным комплексам относятся устройства автоматического предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) и дополнительной автоматической разгрузки (ДАР) [2].

С точки зрения величины  $\Delta t_{УВ}$  основной особенностью рассматриваемых комплексов ПА является то, что реализация УВ от АПНУ и ДАР требует передачи пусковых органов (ПОр) к автоматике дозировки воздействий

(АДВ) посредством специализированных каналов ПА с последующей передачей аварийных команд на отключение генераторов (ОГ) или узлов нагрузки (ОН) в различных частях энергосистемы [3]. В разветвленных ЭЭС суммарное время ввода таких управляющих воздействий может достигать нескольких десятых долей секунды, что может приводить к необходимости занижения величин максимальных допустимых перетоков (МДП) в контролируемых сечениях, увеличения объемов УВ и экономических затрат на реализацию систем противоаварийного управления.

В настоящее время выбор маршрута обмена аварийными сигналами и командами (АС и АК) между объектами электроэнергетики осуществляется технологами вручную, без применения специализированных алгоритмов оптимизации. Во многих случаях указанное обстоятельство способствует необоснованному увеличению величины  $\Delta t_{УВ}$ , последствием чего является возникновение проблем, описанных выше.

В данной статье предложена методика оптимального построения системы сбора и передачи АС и АК от устройств ПА с применением математического программного обеспечения.

## II. ОПТИМИЗАЦИЯ ВЕЛИЧИНЫ ВРЕМЕНИ ВВОДА УВ ОТ УСТРОЙСТВ ПА

В теории математического анализа под термином *оптимизация* обычно понимается задача нахождения экстремума целевой функции  $f(x)$ , ограниченной набором линейных или нелинейных равенств или неравенств, в некоторой области  $X$   $n$ -мерного векторного пространства (1):

$$f(x) \rightarrow \min \left( \max_{x \in X} \right). \quad (1)$$

В том случае, если при решении задачи оптимизации возникает необходимость рассмотрения двух и более *конфликтующих* целевых функций, то такая задача будет являться задачей *многокритериальной оптимизации*.

В упрощённом виде задача оптимизации величины ввода времени УВ от устройств ПА может быть сформулирована следующим образом:

$$\Delta t_{УВ} \rightarrow \min. \quad (2)$$

Если известны места реализации УВ, установки ПОр и временные параметры срабатывания устройств ПА, то в качестве  $\Delta t_{УВ}$  возможно принять время передачи ПОр в АДВ и АК на УВ к месту его реализации. Рассматриваемое время складывается из времени передачи дискретного сигнала по каналу ПА  $\Delta t_{прд}$  и времени преприёма сигнала на промежуточном энергообъекте  $\Delta t_{прп}$ . При этом маршруты прохождения ПОр и команд на реализацию УВ могут существенно различаться в зависимости от места расположения АДВ.

В большинстве случаев передача АС и АК от устройств ПА осуществляется по линиям электропередачи (ЛЭП) путём высокочастотной (ВЧ) обработки фаз или с применением волоконно-оптических линий связи (ВОЛС), встраиваемых в грозотрос или закрепляемых на траверсах опор [4]. Таким образом, предполагаемые маршруты передачи АС и АК возможно представить в виде *графа*, аналогичного электрической схеме соединений энергообъек-

тов, а в качестве «веса» заданной ветви принять время передачи команды из точки  $A$  в точку  $B$ . Также, с целью более равномерной загруженности каналов, возможна корректировка весовых значений ветвей графа, учитывая их текущую загрузку.

В том случае, если ввиду каких-либо причин передача сигнала не предполагается по трассам, связанными с ЛЭП, то данные маршруты также следует учесть в графе. После представления возможных маршрутов передачи АС и АК между устройствами ПА в виде графа нахождение минимального значения  $\Delta t_{УВ}$  будет аналогично решению задачи о поиске кратчайшего пути между вершинами графа (ЗПКП).

В настоящее время для решения ЗПКП используется множество различных методов, наиболее популярными среди которых являются алгоритмы Дейкстры, Беллмана – Форда, Флойда – Уоршелла, Джонсона, Ли и др. [5]. В некоторых современных математических программно-вычислительных комплексах (ПВК) указанные алгоритмы являются встроенными и могут применяться технологом без значительных доработок программного кода. В качестве примера рассмотрим возможность автоматического поиска кратчайших маршрутов передачи АС и АК в тестовой энергосистеме (рис. 1) с помощью ПВК MatLab.

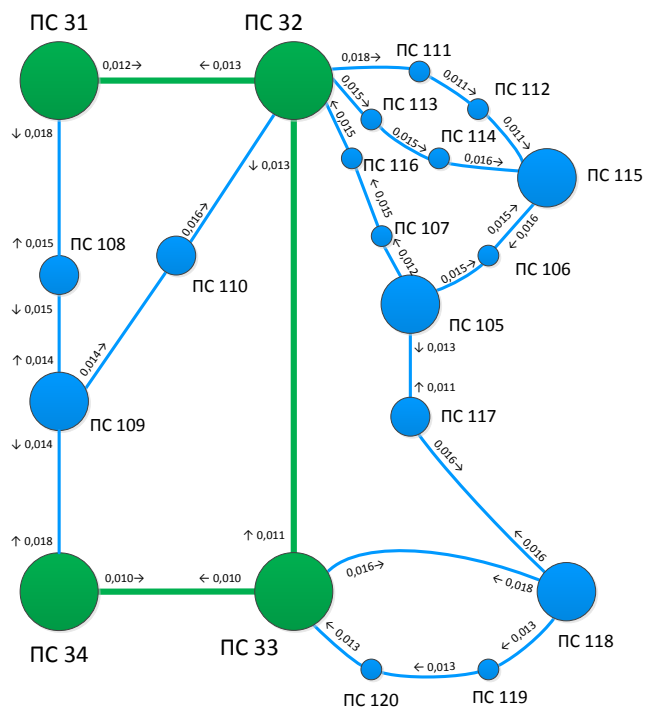


Рис. 1. Схема тестовой энергосистемы

Для поиска кратчайшего пути прохождения АС и АК необходимо подготовить следующие исходные данные:

- описание существующих каналов связи в исследуемой энергосистеме в формате разреженной матрицы; в качестве элементов матрицы используется суммарное время преприёма и передачи АС и АК по каналу связи (в примере – переменная  $t$ );
- список наименований узлов энергосистемы в формате массива ячеек, совпадающий по размерности с матрицей  $t$  (в примере – переменная  $names$ ).



Ниже приведён программный код, позволяющий найти кратчайший маршрут для передачи АС и АК от ПС 31 к ПС 117:

```

1>> [dist,path] = graphshortestpath(t,1,17);
2>> h = view(biograph(t, names, 'ShowWeights', 'on'));
3>> set(h.Nodes(path), 'Color', [1 0.4 0.4]);
4>> edges = getedgesbynodeid(h.get(h.Nodes(path), 'ID'));
5>> set(edges, 'LineColor', [1 0 0]);
6>> set(edges, 'LineWidth', 1.5).

```

Программный код выполняет следующие действия.

Строка 1: выполнение встроенного метода MatLab с заголовком *graphshortestpath*. Подробное описание метода приведено в [6]. Выходными данными выполнения *graphshortestpath* являются переменная *dist* с численным значением суммарного времени передачи АС и АК, переменная *path*, содержащая вектор-строку с описанием кратчайшего пути прохождения АС и АК (рис. 2).

Строка 2: вывод графического отображения разреженной матрицы *t* в виде планарного графа.

Строки 3 – 6: настройка отображения найденного пути в переменной *path* в выведенном графе (рис. 3).

```

dist =
    0.0570

path =
    1     2     3    18    17

```

Рис. 2. Значения выходных переменных *dist* и *path*, полученных при поиске кратчайшего пути для передачи АС и АК от ПС 31 к ПС 117

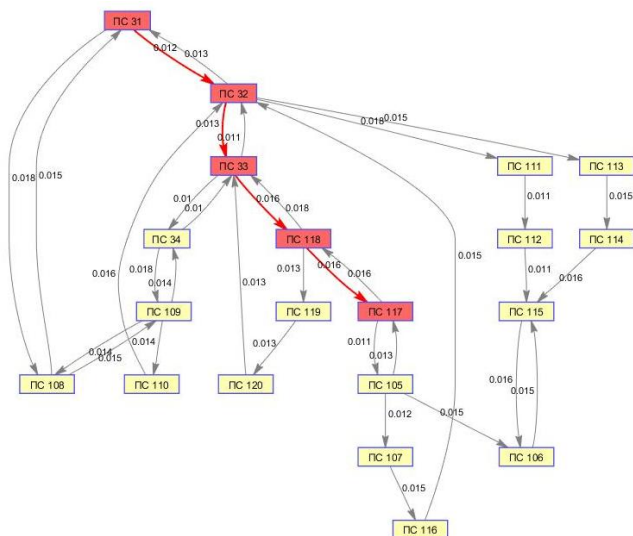


Рис. 3. Граф тестовой ЭЭС с отображением найденного кратчайшего пути для передачи АС и АК от ПС 31 к ПС 117

Так как существующие каналы ПА позволяют передавать АС и АК как в одностороннем (симплексные каналы ПА), так и в двустороннем направлении (дуплексные каналы ПА), то данное обстоятельство также следует учитывать при построении графа связи (рис. 1).

В том случае, если для обеспечения надежного ввода УВ необходимо обеспечить передачу команд по двум взаиморезервирующим каналам ПА, исключающих возможность их выхода по общей причине [7], то для нахождения второго канала из начального графа необходимо исключить целиком уже найденный кратчайший путь. При этом время прохождения АС и АК по резервному пути будет больше или равно времени прохождения по основному.

В связи с тем, что пропускная способность канала ПА ограничивается числом команд, которые возможно принимать (передать) посредством устройств передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК), то при полном заполнении канала его также следует удалять из графа.

Необходимо отметить, что в общем случае постановка задачи в виде (2) не приводит к нахождению оптимального решения. Предположим, что по результатам расчётов электромеханических переходных процессов предельное время ввода УВ  $\Delta t_{\text{пред}}$  от АДВ ПС 31 на ПС 117 составляет 0,30 с. Из рис. 2 видно, что передача сигнала по кратчайшему маршруту составляет 0,057 с, что существенно ниже предельного времени ввода УВ. В том случае если для организации маршрута «1-2-3-18-17» (рис. 2) требуется организация нового канала ПА, то целесообразно рассмотреть альтернативные маршруты с существующими приёмниками и передатчиками, ВОЛС или высокочастотной обработкой без приемопередаточной аппаратуры ПА. Поэтому в качестве дополнительного критерия оптимизации величины ввода времени УВ возможно принять минимизацию капиталовложений на организацию каналов ПА  $R^S$ . При такой постановке задачи оптимизация  $\Delta t_{\text{УВ}}$  будет являться многокритериальной:

$$\begin{cases} \Delta t_{\text{УВ}} \rightarrow \min; \\ R^S \rightarrow \min. \end{cases} \quad (3)$$

Одними из основных понятий теории многокритериальной оптимизации являются «эффективное решение» и «множество Парето». Решение называется эффективным, если для него в области определения отсутствуют решения, которые его превосходят хотя бы по одному критерию и не хуже по всем остальным. Множество Парето – это множество эффективных решений [8]. Таким образом, решение задачи оптимизации  $\Delta t_{\text{УВ}}$  будет сводиться к определению кривой Парето в координатах  $(\Delta t_{\text{УВ}}, R^S)$  – рис. 4.

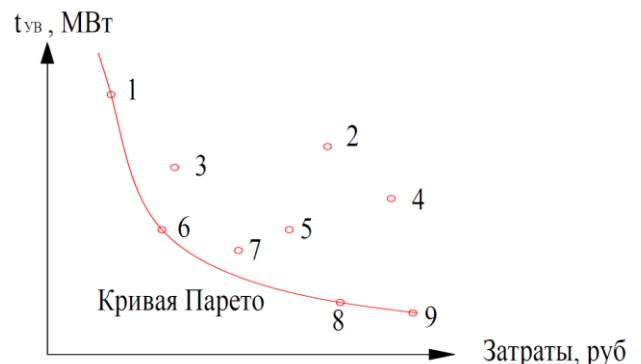


Рис. 4. Множество оптимальных вариантов построения системы передачи АС и АК

Из рис. 4 видно, что точки 2, 3, 4, 5, 7 уступают точкам 1, 6, 8, 9 хотя бы по одному из показателей, при этом точ-

ки, входящие в кривую Парето, между собою не сравнимы (например, точка 1 характеризуется самым большим временем ввода УВ и самой низкой стоимостью, а точка 9 – наоборот).

Дальнейший выбор оптимального варианта возможен при помощи ввода дополнительных критериев (например, наличия возможности использования канала для смежных ПА целей и др.). Решение задач многокритериальной оптимизации также возможно при помощи встроенных функций MatLab (функция *fgoalattain* и др.), что позволяет минимизировать временные и технические затраты технолога.

На основании вышеизложенного предлагается следующая методика оптимального построения системы сбора и передачи АС и АК от устройств ПА:

- 1) определение всех возможных вариантов обмена АС и АК между устройствами ПА с применением алгоритмов решения ЗПКП;
- 2) определение тех вариантов, которые удовлетворяют  $\Delta t_{УВ} < \Delta t_{пред}$  для каждого вида УВ;
- 3) расчёт экономических затрат на реализацию каждого варианта;
- 4) построение кривой Парето в координатах  $(\Delta t_{УВ}, R^S)$ ;
- 5) выбор конечного варианта с применением дополнительных критериев оптимизации.

Предлагаемая методика реализована в ПВК MatLab и применяется специалистами ОАО «НТЦ ЕЭС» при разработке проектов систем ПА.

В заключение необходимо отметить, что по результатам технико-экономического обоснования организации каналов ПА могут корректироваться принципы организации ПАУ в ЭЭС и др. (например, отказ от централизованного способа и переход к локальному). Поэтому обоснованный выбор оптимального способа построения систем УПАСК должен являться одной из первоочередных задач инженера или технолога в процессе принятия решений по организации систем ПА.

#### Список литературы

- [1] Беркович М.А., Гладышев В.А., Семенов В.А. Автоматика энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1991.
- [2] Окин А.А. Противоаварийная автоматика энергосистем. М.: Издательство МЭИ, 1995.
- [3] Галанов В.И., Кошечев Л.А. Автоматическое противоаварийное управление в электроэнергетических системах. – СПб.: СПбГПУ, 2003.
- [4] Глускин И.З., Иофьев Б.И. Противоаварийная автоматика в энергосистемах. – М.: Знак, 2011.
- [5] Кристофидес Н. Теория графов. Алгоритмический подход. – М.: Мир, 1978.
- [6] Документация MathWorks. The MathWorks Inc. URL: <http://www.mathworks.com/help/bioinfo/ref/graphshortestpath.html>.
- [7] СТО 59012820.29.240.001-2011. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования: Стандарт организации.
- [8] Черноруцкий И.Г. Методы оптимизации: Учеб. пособие. – СПб.: Изд-во СПбГТУ, 1988.

# Применение статического тиристорного компенсатора для улучшения качества напряжения

М.С. Кустикова, А.А. Комухов, А.А. Мартиросян  
Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина  
Иваново, РФ  
mashenka\_2525@mail.ru, komuhov@mail.ru, martirosian\_a@rambler.ru

В программном комплексе MatLab создана математическая модель участка электрической сети, включающая генератор, линию электропередачи, нагрузку, статический тиристорный компенсатор (СТК), фильтрокомпенсирующее устройство. Проведен анализ влияния статического тиристорного компенсатора на качество напряжения у потребителя с резкопеременной нагрузкой.

*Ключевые слова:* статический тиристорный компенсатор, регулирование напряжения, отклонение напряжения, математическая модель.

## The use of static thyristor compensator for improving voltage quality

Maria Kustikova, Aleksandr Komuhov, Akop Martirosjan  
Ivanovo State Power Engineering University  
Ivanovo, RF  
mashenka\_2525@mail.ru, komuhov@mail.ru, martirosian\_a@rambler.ru

The mathematical model of an electric-power grid has been created in MatLab. Including generator, transmission line, load, static thyristor compensator (STK), filter-device. The effect of static thyristor compensator on voltage quality at the consumer variable load

*Keywords:* static thyristor compensator, voltage regulation, voltage deviation, mathematical model.

В последние годы качеству электроэнергии и надежности систем электроснабжения уделяется большое внимание. Параметры режима в большей степени зависят от работы крупных промышленных предприятий. При резко неоднородной нагрузке значения напряжения могут выходить за допустимые пределы. От напряжения на шинах подстанции, питающей крупную фабрику или завод, зависит качество производимой продукции, поэтому необходимо поддерживать напряжение в требуемом диапазоне.

Уровень напряжения связан с балансом реактивной мощности. Наиболее эффективным устройством, позволяющим плавно регулировать напряжение в узле, является статический тиристорный компенсатор (СТК). Он относится к устройствам поперечной компенсации, устанавливаемым в сетях высокого напряжения и предназначенным для повышения качества электроснабжения. При использовании этого устройства вблизи предприятия с мощными дугowymi электросталеплавильными печами сокращается время цикла плавки, существенно уменьшается эффект фликера. Такое устройство за рубежом уже широко применяется и только начинает внедряться в России [1].

На промышленных предприятиях широко используется оборудование, эксплуатация которого приводит к появлению в сети гармонических искажений. Помимо этого, тиристоры в СТК также генерируют нежелательные гармоники. Наличие гармонических искажений приводит к

сбоям в работе систем телемеханики, связи, автоматики, росту активных потерь во всех элементах электрооборудования. Для решения этих проблем необходимо применение фильтрокомпенсирующих установок (ФКУ).

В среде Simulink была собрана схема участка электроэнергетической системы, включающая генератор, линию электропередачи, нагрузку, статический тиристорный компенсатор, фильтрокомпенсирующее устройство (рис. 1).

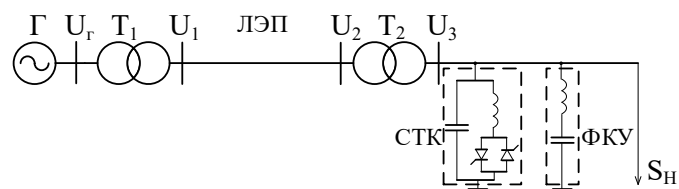


Рис. 1. Схема исследуемого участка электроэнергетической сети

Схема устройства представляет собой параллельное соединение конденсатора и тиристорно-реакторной группы (рис. 2).

Регулирование осуществляется по отклонению напряжения и по первой производной отклонения напряжения (рис. 3).



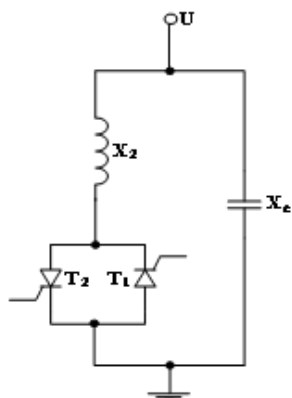


Рис. 2. Принципиальная схема статического тиристорного компенсатора

На рис. 4 показано содержание гармонических составляющих в напряжении на шинах подстанции предприятия. Значения показателей несинусоидальности напряжения превышают нормально допустимые.

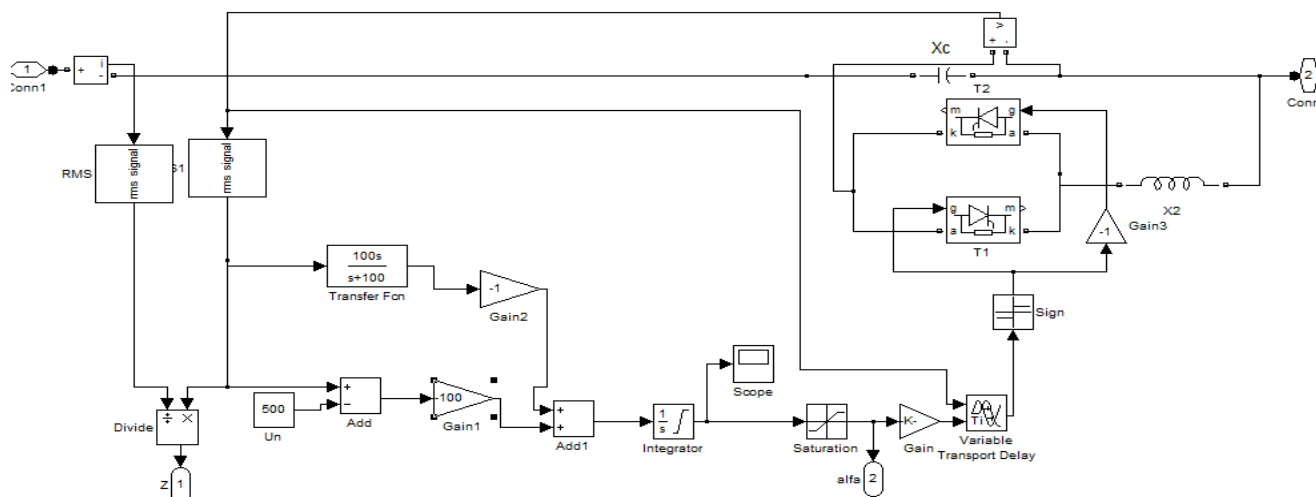


Рис.3. Схема регулирования угла отпирания тиристоров

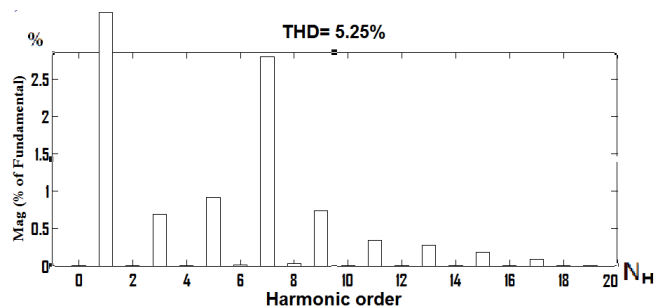


Рис. 4. Гармонический анализ напряжения без ФКУ

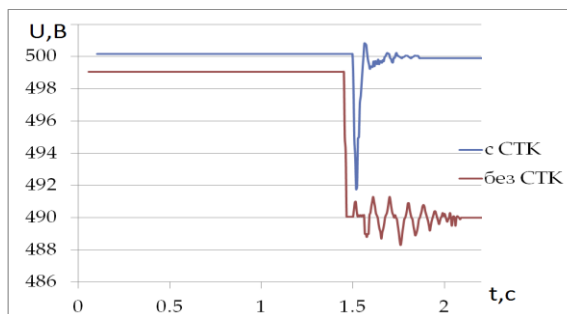


Рис. 6. Влияние СТК на качество переходных процессов

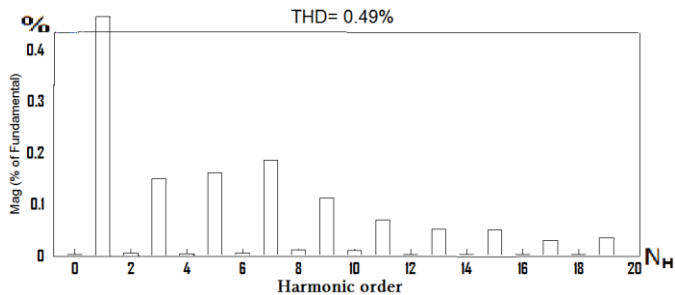


Рис. 5. Гармонический анализ напряжения с ФКУ

Особенно ярко выражены нечетные гармоники. Для их компенсации были установлены фильтрокомпенсирующие устройства параллельно СТК. Из рис. 5 видно, что качество напряжения существенно улучшилось с применением ФКУ (коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения снизился с 5,25 до 0,49 %).

На рис. 6 представлен график переходного процесса без СТК и с его наличием. Возмущением является резкое подключение дополнительной нагрузки в момент времени 1,5 с. Без СТК напряжение заметно снижается, при этом переходный процесс длится более 1 с. При использовании СТК длительность переходного процесса снижается почти вдвое, а напряжение восстанавливается до исходной величины.

Таким образом, с помощью собранной модели участка электроэнергетической сети было получено, что СТК положительно влияет на качество напряжения, а также способствует ускорению затухания переходных процессов. Проведенный гармонический анализ показал, что компенсация паразитных гармоник может быть осуществлена с помощью фильтрокомпенсирующих устройств.

### Список литературы

- [1] Карымов Р.Р., Ебадиан М.Ю. Применение СТК на базе управляемых шунтирующих реакторов с коммутлируемой внешней конденсаторной батареей для повышения устойчивости асинхронной нагрузки // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика: 12-я Междунар. науч.-техн. конф. студентов и аспирантов: тез. докл. – М.: МЭИ, 2006. – С. 330–331.
- [2] Калентиюк Е.В., Файбисович В.А. Автоматическое управление режимом энергосистемы по напряжению в условиях аварийного дефицита реактивной мощности // Изв. вузов СССР. Энергетика. – 1984. – № 5. – С. 44–46.

# Индуктивное сопротивление воздушной линии электропередачи

И.В. Литвинов, Р.И. Хабибов, С.Н. Шелюг

ФГБОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого президента России Б.Н. Ельцина»,  
Уральский энергетический институт  
Екатеринбург, Россия  
litvinoff@inbox.ru, s.n.shelyug@urfu.ru

Расчет удельного индуктивного сопротивления воздушной линии электропередачи базируется на уравнении Карсона, представленного в 1926 году. При выводе итогового уравнения John R. Carson принял допущение о том, что в проводе протекает ток промышленной частоты. Известно, что в последнее время наблюдается увеличение доли потребителей с несинусоидальной нагрузкой. Вследствие этого в линиях электропередачи протекают несинусоидальные токи, причем степень их искажения постепенно увеличивается.

Для оценки влияния формы кривой протекающего тока на удельное индуктивное сопротивление воздушной линии электропередачи были использованы уравнения Максвелла в их приложении к пространственным задачам электродинамики. Была адаптирована теория протекания переменных токов в земле для линии «провод – земля» и системы параллельных проводов. Методом исследования при выполнении экспериментальной части являлось математическое моделирование. В качестве инструмента моделирования применялось программное обеспечение MatLab.

Показано, что удельное индуктивное сопротивление воздушной линии электропередачи зависит от формы кривой протекающего тока. Изучены влияющие на него факторы. Сделано заключение о том, что при увеличении частоты в  $n$  раз индуктивное сопротивление увеличивается не на эту же величину. Показаны причины этого явления.

Представленные исследования обосновывают необходимость корректировки расчетных уравнений режимов электрических систем в части использования удельного индуктивного сопротивления провода. Необходимо проводить дополнительные практические и теоретические исследования теоретических положений, представленных в работе.

*Ключевые слова:* индуктивность провода, индуктивное сопротивление, токи в земле, поверхностный эффект, пространственные задачи электродинамики, уравнения Максвелла.

## The inductive reactance of the overhead transmission lines

I.V. Litvinov, R.I. Habibov, S.N. Shelyug

Ural Federal University, Ural Power Engineering Institute  
Yekaterinburg, Russian Federation  
litvinoff@inbox.ru, s.n.shelyug@urfu.ru

The calculation of the overhead transmission line inductive reactance is based on the Carson equation presented in 1926. Deriving the final equation, John R. Carson assumed that the current flowing in the wire was of commercial frequency. It is known that recently there has been an increase in the proportion of customers with non-sinusoidal load. As a consequence, there are non-sinusoidal currents flowing in overhead transmission lines, the degree of their distortion gradually increasing.

To assess the influence of the current curve shape on the inductive reactance of overhead transmission lines, Maxwell's equations were used in their application to spatial problems of electrodynamics. The alternating ground currents' flow theory was adapted for a «wire-to-ground» line and a system of parallel lines. Mathematical modeling was used as a research method in performing the experimental part. As a modeling tool, MatLab software was applied.

It is shown that the overhead transmission line inductive reactance depends on the current curve shape. Factors influencing inductive reactance have been studied. It is concluded that when the frequency increases by  $n$  times, the inductive reactance does not increase by the same value. The reasons for this phenomenon are provided.

The research presented confirms the necessity of adjusting the estimated equations of electrical systems' modes in terms of using wire inductive reactance. It is necessary to carry out additional practical and theoretical research in the theoretical postulates (issues) presented in the paper.

*Keywords:* wire inductance, inductive reactance, ground current, skin effect, spatial problems of electrodynamics, Maxwell's equations.

## 1. ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетические системы во всех странах мира, в том числе и в России, развивались и продолжают развиваться от изолированных локальных систем, питающих местные нагрузки, к мощным энергообъединениям, связывающим концентрированные и распределенные источники электроэнергии и потребителей в сеть переменного тока.

В условиях широкого распространения в электрических сетях несинусоидальности и несимметричности необходимо использовать модели, учитывающие распределенность параметров, многопроводность линии и многие другие факторы.

В частности, для ВЛ электропередач высокого и сверхвысокого напряжения при моделировании режима необходимым является учет следующих особенностей:

- материала и геометрических параметров применяемых проводов и тросов;
- геометрии подвески проводов и грозозащитного троса (позволяет учесть несимметрию системных параметров линии);
- проявления поверхностного эффекта на частотах высшего порядка.

Расчет режимов линий электропередач выполняется на основе известных из теории электрических сетей уравнений [1]. Частью такого расчета является определение собственных и взаимных сопротивлений и проводимостей ВЛ с использованием П-образной схемы замещения сети, которые имеют вид:

$$Z = R + jX; \quad (1)$$

$$Y = G + jB, \quad (2)$$

где  $r$ ,  $x$  – активное и индуктивное сопротивление линии;  $g$ ,  $b$  – активная и емкостная проводимости линии. Определение этих погонных параметров ВЛ с высокой степенью точности выполняется на основе классических выражений с применением элементов матричного исчисления. Индуктивное сопротивление воздушной ЛЭП зависит от магнитного поля, возникающего вокруг и внутри проводов линии. Магнитное поле каждого фазного провода наводит ЭДС в каждом проводе линии.

В своих исследованиях Джон Р. Карсон [2], рассматривая ЭДС, наведенную обратным током в земле, вывел формулу для полного сопротивления линии. Значение полного сопротивления может быть записано в виде

$$Z = R + jX, \quad (3)$$

и взаимное полное сопротивление – как

$$Z_{12} = R_{12} + X_{12}, \quad (4)$$

где  $R$ ,  $R_{12}$  – это соответственно собственное и взаимное сопротивление провода при допущении, что земля является идеальным проводником;  $X$ ,  $X_{12}$  – погонное индуктивное сопротивление. Модель Карсона исходит из предположения об однородной земле с плоской поверхностью. Формула Карсона предполагает измерение сопротивления земли, что бывает трудно выполнить, поэтому часто

используются упрощенные формы уравнения, позволяющие получить хорошее приближение:

$$X = 2\pi fL; \quad (5)$$

$$X_{12} = 2\pi fL_{12}. \quad (6)$$

В результате расчетов получил для полного сопротивления  $Z_L$  линии «провод – земля» приближенное выражение (Ом/км) [2]:

$$Z_L = R_n + \left( \pi^2 f + j \cdot 29 f \lg \frac{0,178}{\rho \sqrt{f \gamma \cdot 10^{-9}}} \right) 10^{-4}, \quad (7)$$

где  $R_n$  – активное сопротивление линии;  $f$  – частота тока в линии;  $\rho$  – эквивалентный радиус провода в предположении поверхностного распределения тока (при замене внутреннего магнитного поля внешним);  $\gamma$  – удельная проводимость почвы.

Для стандартной частоты  $f = 50$  Гц из формулы (7) можно получить формулу для определения полного погонного сопротивления эквивалентной двухпроводной линии:

$$Z = R_n + 0,05 + j \cdot 0,145 \lg \frac{D_3}{\rho}, \quad (8)$$

где  $D_3 = 938$  м – глубина прохождения эквивалентного тока земли при условии замены ее обратным проводом того же эквивалента радиуса, м;  $\rho$  – для нерасщепленной фазы равняется радиусу провода.

## II. ВЛИЯНИЕ ЧАСТОТЫ НА ВЕЛИЧИНУ ИНДУКТИВНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ЛИНИИ

Отечественные [3] и зарубежные [4] исследования показали, что в элементах электрических сетей могут протекать токи с заметным искажением формы кривой. Наличие таких токов оказывает заметное влияние на величину параметров схемы замещения линий электропередачи. Причиной этого является наличие поверхностного эффекта в проводах. Исследования влияния поверхностного эффекта на величину активного и реактивного сопротивления проводились достаточно давно [5]. В последующем влияние поверхностного эффекта достаточно подробно было описано в учебниках по теоретической электротехнике [6, 7].

Оценка влияния поверхностного эффекта на величину сопротивления линии электропередачи проводится на основании уравнений электромагнитной индукции и Максвелла в пространственных координатах [7].

Для внутреннего сопротивления участка провода  $\Delta l$  с длиной внутренней окружности  $u'$ , ограничивающей сечение этого провода, можно записать:

$$r + j\omega L_{\text{внутр}} = \frac{\Delta l}{u'} \cdot \frac{E'}{H'}, \quad (9)$$

где  $E'$  – касательная составляющая вектора напряженности электрического поля на внутренней поверхности провода;  $H'$  – касательная составляющая вектора напряженности магнитного поля на внутренней поверхности провода.

При экспоненциальном законе убывания плотности тока глубину проникновения  $\delta$  (уменьшение напряженности электрического поля в  $e$  раз) можно определить [6]:

$$\delta = \frac{1}{\sqrt{f \cdot \pi \cdot \mu \cdot \gamma}}. \quad (10)$$

В результате с учетом

$$\dot{E} = (1 + j) \cdot \sqrt{\frac{\omega \mu}{2\gamma}} \cdot \dot{H} \quad (11)$$

можно записать:

$$Z_{\text{внутр}} = r + j\omega L_{\text{внутр}} = (1 + j) \cdot \frac{l}{u} \cdot \sqrt{\frac{\omega \mu}{2\gamma}}. \quad (12)$$

В результате для оценки внутренней индуктивности провода  $L_{\text{внутр}}$  при повышении частоты протекающего тока по отношению к индуктивности постоянного тока  $L_0$ , учитывая, что [7]:

$$L_{\text{внутр}} = x_{\text{внутр}} / \omega \text{ и } L_0 = (\mu \cdot l) / (8 \cdot \pi), \quad (13)$$

можно записать:

$$\frac{L_{\text{внутр}}}{L_0} = \frac{x_{\text{внутр}}}{r_0} \cdot \frac{8}{(R \sqrt{\omega \mu \gamma})^2}. \quad (14)$$

То есть при увеличении частоты индуктивность провода уменьшается с возрастанием квадратного корня из кратности частоты [5]. И можно записать, что

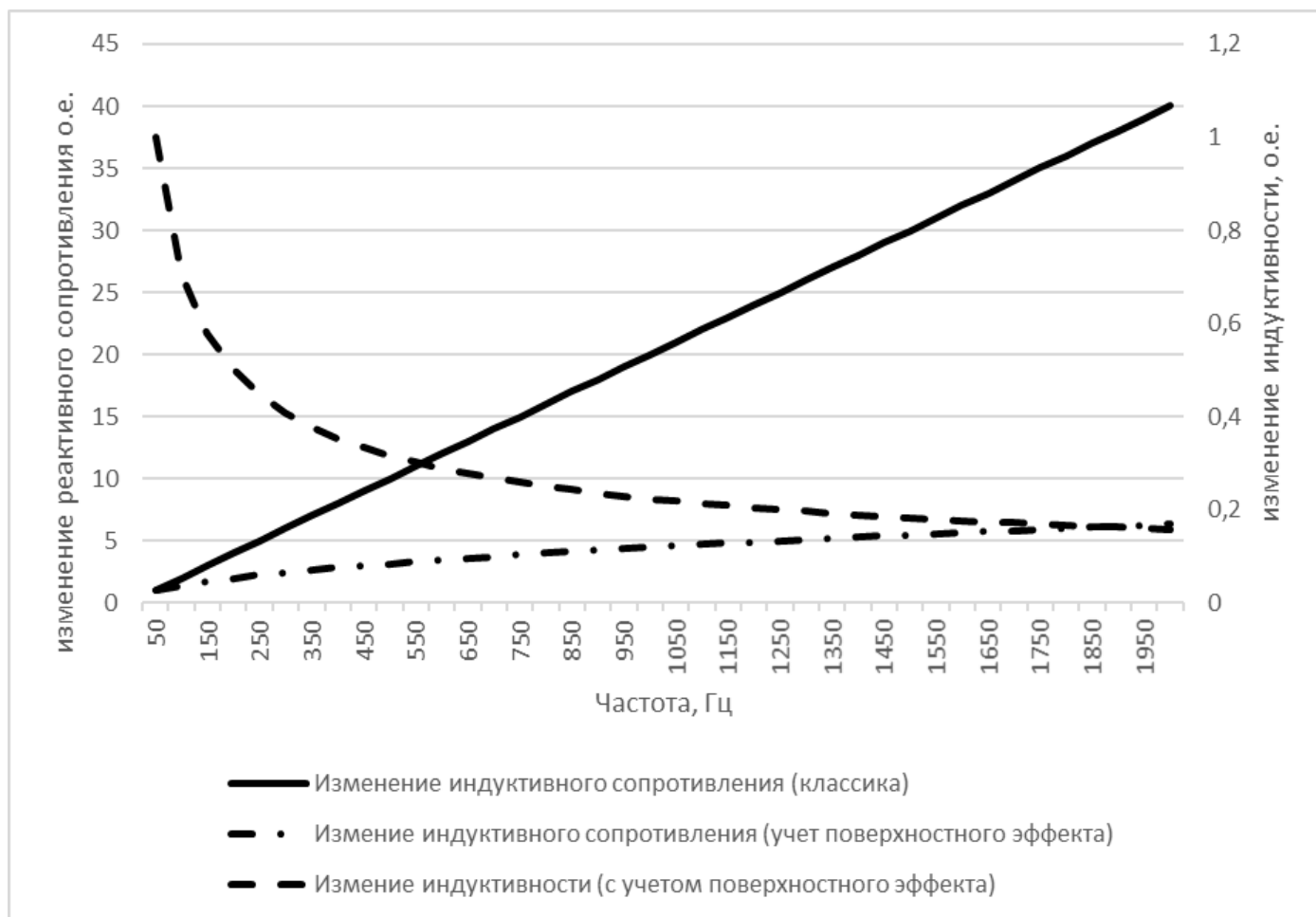
$$X_n = n \cdot \omega \cdot \frac{L_0}{\sqrt{n}} = \sqrt{n} \cdot \omega \cdot L_0, \quad (15) \text{ где } n -$$

кратность частоты или номер гармоники [3].

При этом общепринято, что при протекании по электрическим сетям токов с частотой, выше промышленной, считают, что реактивное сопротивление может быть представлено:

$$X_n = n \cdot \omega \cdot L_0. \quad (16)$$

На рисунке представлены зависимости изменения индуктивности провода и его реактивного сопротивления в относительных единицах в зависимости от роста частоты протекающего тока. Видно, что при учете поверхностного эффекта реактивное сопротивление провода растет существенно медленнее.



Зависимость индуктивного сопротивления и индуктивности от частоты

### III. ВЫВОДЫ

В результате проведенного исследования показано, что реактивное сопротивление линии электропередачи растет

пропорционально корню из кратности частоты протекающего тока.

Постоянный рост нагрузки, сопровождающийся увеличением доли нелинейных нагрузок и ухудшением каче-

ства электроэнергии при транспортировке по электрическим сетям, увеличивает долю несинусоидальных и несимметричных режимов.

Учет данного факта в расчете несинусоидальных режимов электрической сети заметно повлияет на результат расчета не только установившихся, но и переходных режимов.

Представленные исследования обосновывают необходимость корректировки расчетных уравнений режимов электрических систем в части использования удельного индуктивного сопротивления провода. Необходимо проводить дополнительные практические и теоретические исследования теоретических положений, представленных в работе.

### Список литературы

- [1] Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 595 с.
- [2] Карсон Д.Р. Распространение волн в воздушных линиях с возвратом токов через землю // Технический журнал Белл Системс. – 1926. – № 5. – С. 539–554.
- [3] Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. – 4-е изд-е. – М.: Энергоатомиздат. – 311 с.
- [4] Arrillaga J., Watson N.R. Power System Harmonics. – Second Edition. – John Wiley and Sons Ltd, 2003. – 412 p.
- [5] Ollendorff F. Potentialfield der Electrotechnik. – Berlin, 1932.
- [6] Черданцев И.А. Теория переменных токов. – изд-е 3-е, перераб. – М.: Энергоиздат, 1932. – 500 с.
- [7] Шимони К. Теоретическая электротехника. – М.: Мир, 1964. – 776 с.

# Проблема обеспечения синхронной динамической устойчивости генераторов электростанций при близких и затяжных коротких замыканиях на примере станций ОЭС Сибири

Д.С. Лоцман, Н.Р. Вагапов  
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири  
Кемерово, Российская Федерация  
nik5140@mail.ru

Для большинства электрических станций, находящихся в операционной зоне ОДУ Сибири, например для Саяно-Шушенской ГЭС, Березовской ГРЭС, актуальна проблема динамической устойчивости. На текущий момент допустимая нагрузка указанных станций без учета применения противоаварийного управления ограничена по условию динамической устойчивости. Установленные комплексы противоаварийной автоматики АРБКЗ/АРЗКЗ (автоматика разгрузки при близких коротких замыканиях/автоматика разгрузки при затяжных коротких замыканиях) увеличивают допустимую нагрузку вышеуказанных электрических станций и практически снимают вопросы синхронной динамической устойчивости для станций со схемами выдачи мощности 500 кВ в ОЭС Сибири. В настоящее время является актуальным поиск мероприятий по улучшению синхронной динамической устойчивости станций со схемами выдачи мощности 110 – 220 кВ в ОЭС Сибири. В связи с тем, что для каждого из рассматриваемых объектов требуется выполнение большого объема расчетов электромеханических переходных процессов, рассмотрение вопроса автоматизации процесса расчета синхронной динамической устойчивости также является актуальным. Исследование синхронной динамической устойчивости проводилось на ПВК Eurostag с использованием верифицированной математической модели ОЭС Сибири. Разработаны общие подходы к выбору настроек АРБКЗ, АРЗКЗ, АРОЛ (АРОТ) на примере ЛАПНУ Богучанской ГЭС. Разработана программа автоматизации расчета переходных процессов с использованием ПВК Eurostag.

*Ключевые слова: динамическая устойчивость, устройство резервирования отказа выключателя, фиксация тяжести короткого замыкания.*

## A problem of synchronous dynamic stability of power stations generators ensuring at close and prolonged faults by the example of power stations of UPS in Siberia

D.S. Locman, N.R. Vagapov  
«System Operator of the United Power System», Joint-stock Company  
Kemerovo, Russian Federation  
nik5140@mail.ru

A problem of dynamic stability is relevant for a majority of power stations generators located in Siberia UPS (united power system), for example, for Sayano-Shushenskaya hydro power plant and Berezovskaya power station. Currently, the permissible loading of these stations is limited by the dynamics stability condition. Installed emergency control systems UAACF / UAAPF (unloading automatics at close faults / unloading automatics at prolonged faults) increase the permissible loading of the power plants mentioned above. It is urgent to search for measures to improve synchronous dynamic stability of generators for power stations with 110 - 220 kV schemes in UPS of Siberia. Due to the fact that for each of these objects a large amount of calculations is required, the calculating process automation of synchronous dynamic stability is very important. All calculations were performed with the EUROSTAG® power system dynamic simulation tool and a verified mathematical model of Siberia UPS. Common approaches to the choice of UAACF/UAAPF, UAALO (UAATO) settings were developed by the example of LAFP Boguchanskaya hydro power plant. Automation software for calculating transient processes using EUROSTAG® power system dynamic simulation tool was developed.

*Keywords: transient stability, circuit breaker failure protection, short-circuit power fall detection.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Для большинства электрических станций, находящихся в диспетчерском управлении ОДУ Сибири, например для Саяно-Шушенской ГЭС, Березовской ГРЭС, Богучанской ГЭС, актуальна проблема динамической устойчивости. На текущий момент допустимая нагрузка указанных станций ограничена по условию динамической устойчивости.

Установленные комплексы противоаварийной автоматики АРБКЗ/АРЗКЗ (автоматика разгрузки при близких коротких замыканиях/автоматика разгрузки при затяжных коротких замыканиях) увеличивают допустимую нагрузку вышеуказанных электрических станций и практически снимают вопросы синхронной динамической устойчивости для станций со схемами выдачи мощности 500 кВ в ОЭС Сибири.

С точки зрения проведения расчетов динамической устойчивости объектов и выбора настроек комплексов противоаварийной автоматики стоит отметить следующие проблемы:

- высокую трудоемкость выполнения расчетов динамической устойчивости генераторов электрических станций;
- отсутствие утвержденной методики выбора уставок срабатывания комплексов ЛАПНУ.

С учетом вышеназванных проблем, в рамках выполнения расчетов динамической устойчивости генераторов Богучанской ГЭС в ОДУ Сибири были разработаны общие подходы к выбору настроек АРБКЗ, АРЗКЗ, АРОЛ (АРОТ).

Расчетами было установлено, что на динамическую устойчивость Богучанской ГЭС оказывают влияние не только электросетевые элементы, непосредственно примыкающие к РУ станции, но и другие элементы (всего 5 ВЛ/КВЛ 500 кВ, 2 АТ, 10 ВЛ 220 кВ). Схема выдачи мощности Богучанской ГЭС упрощенно показана на рис. 1.

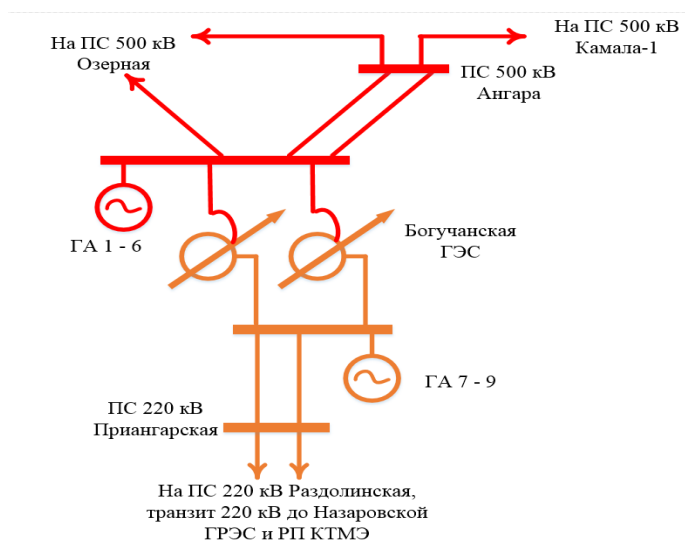


Рис. 1. Схема выдачи мощности Богучанской ГЭС

В процессе выполнения расчетов динамической устойчивости генераторов Богучанской ГЭС была выявлена не только необходимость расчета переходных процессов для отключения электросетевых элементов с КЗ, но и учет необходимости обеспечения устойчивости после отключения ЛЭП без КЗ. В ряде схемно-режимных ситуаций допустимый переток по условию обеспечения коэффициента запаса по статической устойчивости 8 % в послеаварийном режиме оказывался выше, чем допустимый переток по условию обеспечения устойчивости после отключения ЛЭП без КЗ [1].

Отсутствие зависимости допустимого перетока активной мощности от тяжести короткого замыкания показывает, что учет отключения ЛЭП без КЗ при настройке АРБКЗ не имеет смысла, более того, обычно автоматика с пусковым органом ФТКЗ оснащается органами, фиксирующими факт возникновения короткого замыкания (например, наличие составляющих обратной последовательности), а при рассмотренном выше возмущении отсутствуют признаки короткого замыкания, что также указывает

на то, что данное возмущение целесообразно учитывать при настройке пускового органа АРОЛ (АРОТ).

## II. ОБЩИЕ ПОДХОДЫ К ВЫБОРУ НАСТРОЕК ФТКЗ, АРОЛ (АРОТ) БОГУЧАНСКОЙ ГЭС

Методика приведена на примере схемы с ремонтом КВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Ангара № 2 и КВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Озерная, в работе 7 гидроагрегатов, перетоки мощности определяются в контролируемом сечении «Выдача мощности Богучанской ГЭС».

### A. Методика расчета уставок АРОЛ (АРОТ)

Настройка каждого АРОЛ (АРОТ) выбирается исходя из наименьшего допустимого перетока, выбранного по следующим критериям.

#### 1. Расчет в ПВК Rastrwin:

– обеспечение коэффициента запаса по статической устойчивости 8 % в послеаварийном режиме при отключении ЛЭП (АТ);

– обеспечение допустимой токовой нагрузки (АДТН) оборудования в послеаварийном режиме при отключении ЛЭП (для связей, не оборудованных устройствами АОПО).

#### 2. Расчет в ПВК Eurostag:

– обеспечение устойчивой работы генерирующего оборудования после отключения ЛЭП (АТ) без КЗ.

Методика расчета настроек АРОЛ (АРОТ) рассмотрена на примере отключения КВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Ангара № 1. При данном возмущении:

а) допустимый переток по условию обеспечения коэффициента запаса по статической устойчивости 8 % в послеаварийном режиме составляет 550 МВт (результат расчета установившегося режима в ПВК Rastrwin);

б) допустимый переток по условию обеспечения устойчивости после отключения ЛЭП без КЗ (результат расчета переходного процесса в ПВК Eurostag) составляет 450 МВт.

в) ограничения по условию допустимой токовой нагрузки (АДТН) оборудования в послеаварийном режиме при отключении ЛЭП отсутствуют.

Таким образом, уставку первой ступени КНР для АРОЛ КВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Ангара № 1 выбираем 450 МВт.

Уставки последующих ступеней КНР для АРОЛ выбираются аналогично (по пунктам а, б и в), но с учетом действия противоаварийного управления.

### B. Методика расчета настроек АРЗКЗ и АРБКЗ

Учитывая, что методики расчета настроек для устройств АРЗКЗ и АРБКЗ аналогичны, рассмотрим их на примере расчета настроек для устройства АРБКЗ 500 кВ.

Настройка АРБКЗ выбирается для наиболее тяжелого по условию сохранения динамической устойчивости генераторов Богучанской ГЭС нормативного возмущения в исследуемой схеме, которым является отключение КВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Ангара № 1 при КЗ различной тяжести. Необходимость настройки АРБКЗ для наиболее



тяжелого нормативного возмущения обусловлена тем, что данная автоматика на Богучанской ГЭС по проекту не может учитывать, на каком из элементов схемы выдачи мощности Богучанской ГЭС фактически произошло короткое замыкание. Для данного возмущения на рис. 2 приведены характеристики устойчивости без учета и с учетом действия противоаварийного управления (далее – возмущения):

- кривая 1 – без действия АРБКЗ Богучанской ГЭС;
- кривая 2 – с воздействием АРБКЗ на ОГ-1 Бог;
- (...);

- кривая 6 – с воздействием АРБКЗ на ОГ-5 Бог.

Вышеуказанные кривые строятся по следующим точкам:

- точка А – двухфазное КЗ вблизи СШ 500 кВ Богучанской ГЭС;
- точка Б – однофазное КЗ вблизи СШ 500 кВ Богучанской ГЭС;
- точка В – однофазное КЗ, удаленное от СШ 500 кВ Богучанской ГЭС, при котором остаточное напряжение на СШ 500 кВ Богучанской ГЭС в момент КЗ составляет 90 % от номинального.

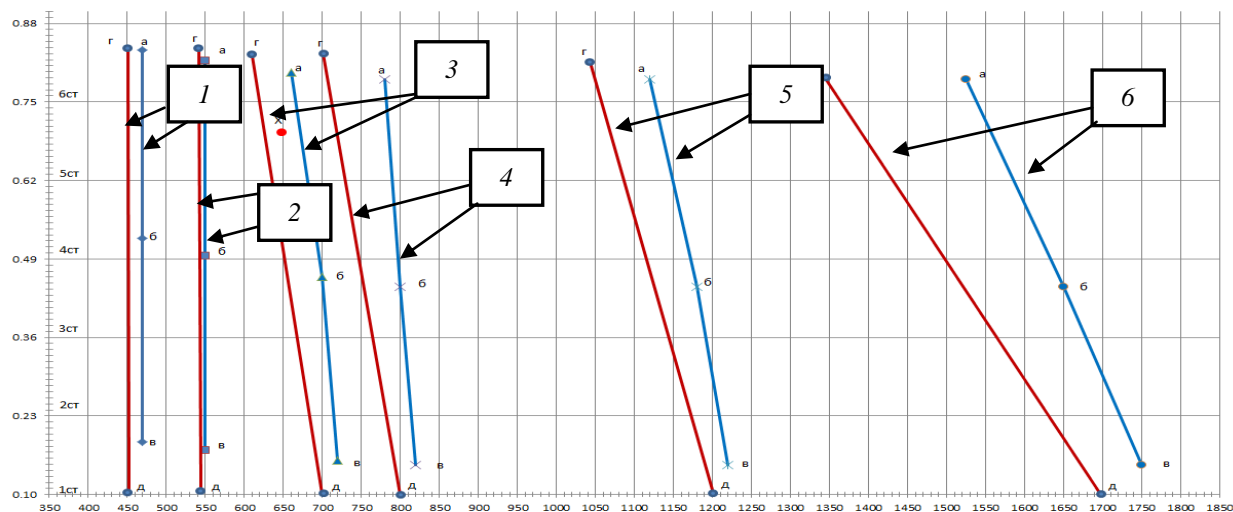


Рис. 2. Характеристики устойчивости в зависимости от сброса активной мощности генераторов Богучанской ГЭС (о. е.) и от перетока мощности в контролируемом сечении «Выдача мощности Богучанской ГЭС», МВт: красные линии – границы устойчивости с учетом действия АРОЛ для различных объемов ОГ; синие линии – границы устойчивости с учетом действия АРБКЗ для различных объемов ОГ

Настройка АРБКЗ выбирается для всех характеристик устойчивости, которые удовлетворяют следующему условию. Имеется зависимость допустимого перетока в контролируемом сечении «Выдача мощности Богучанской ГЭС» по условию сохранения динамической устойчивости генераторов Богучанской ГЭС от тяжести короткого замыкания. В качестве критерия существования зависимости принято, что разница по мощности в сечении для самого тяжелого и самого легкого возмущения не менее дискретности расчета (при определении предельного по динамической устойчивости перетока активной мощности шаг утяжеления составлял 50 МВт).

На основании вышеизложенного условия определяется необходимость настройки АРБКЗ для полученных характеристик устойчивости (кривые 1 – 6) на рис. 2:

– кривые 1, 2 (синие линии) – настройка АРБКЗ не требуется, так как разница по мощности в сечении между точкой А и точкой В отсутствует;

– кривые 3 – 6 (синие линии) – настройка АРБКЗ требуется, так как разница по мощности в сечении между точкой А и точкой В не менее 50 МВт.

На рис. 2:

- точки Д на красных линиях соответствуют допустимому перетоку в контролируемом сечении по ус-

ловию обеспечения устойчивости при отключении ЛЭП без КЗ (уставки КНР для АРОЛ);

- точки Г на красных линиях соответствуют допустимому перетоку в контролируемом сечении по условию обеспечения устойчивости при отключении ЛЭП с КЗ.

Из рис. 2 видно, что, исходя из принятых выше принципов, для кривых 1 и 2 настройка АРБКЗ не требуется. При этом при возникновении аварийного возмущения, соответствующего точке Х, требуется либо реализация ОГ-3 от АРОЛ, либо реализация ОГ-2 от АРБКЗ. Ввиду того, что настройка АРОЛ должна выполняться без учета возникновения коротких замыканий, данное возмущение должно быть учтено в настройке АРБКЗ, что приводит к необходимости реализации в настройке АРБКЗ кривой 2 со смещением вправо таким образом, чтобы совпала с красной кривой (третья красная линия, правее которой расположена точка Х).

Вывод: предлагаемый способ настройки комплекса ЛАПНУ позволяет полностью учесть всевозможные нормативные возмущения, избежать избыточного управления при возмущениях, легких с точки зрения динамической устойчивости, а также исключить нарушение устойчивости при простом отключении электросетевого элемента без КЗ.

### III. РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ АВТОМАТИЗАЦИИ РАСЧЕТОВ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ

В рамках выполнения объемного блока работ по расчету динамической устойчивости Богучанской ГЭС в ОДУ Сибири была выявлена необходимость ускорения проведения подобных расчетов. Так как в качестве комплекса расчетов переходных процессов в ОАО «СО ЕЭС» используется ПВК Eurostag, он явился базой для разработки программы автоматизации.

Следует отметить, что в процессе выполнения расчетов динамической устойчивости расчетчику отчасти приходится иметь дело с процессами, которые сложно формализовать, отчасти – с процессами, включающими в себя рутинные операции.

Для иллюстрации объема выполняемых расчетов, часть из которых поддается автоматизации, можно привести следующее: для каждого количества ГГ в работе на Богучанской ГЭС необходимо рассмотреть порядка 100 ремонтных схем, при этом перечень определяющих возмущений будет различен для ситуации с максимальным количеством ГГ на стороне 500 кВ БоГЭС и для ситуации с максимальным количеством ГГ на стороне 220 кВ БоГЭС. Таким образом, если требуется провести расчеты для 3 – 9 ГГ на БоГЭС, то рассматривается порядка 1400 ремонтных схем. Для каждой ремонтной схемы требуется рассмотреть порядка 20 возмущений (не принимая в расчет, что некоторые возмущения необходимо просчитать, варьируя различные объемы управляющих воздействий). Таким образом, получается, что для определения МДП без ПА и уставок первых ступеней КПП пусковых органов ПА требуется провести расчеты для 28000 схемно-режимных ситуаций с построением соответствующих кривых в осях «сброс активной мощности – суммарная нагрузка генераторов Богучанской ГЭС» для последующего выбора настройки устройств ПА.

Исходя из вышесказанного, в качестве основных задач, которые должна решать данная наработка, были выделены следующие.

1. Определение предельного перетока по условию динамической устойчивости для:

- заранее подготовленного перечня режимных файлов;

- файлов, содержащих описания нормативных возмущений;
- файлов, содержащих данные по генераторному оборудованию и системам регулирования.

2. Корректировка шунтов КЗ для обеспечения требований к остаточным напряжениям в месте возникновения короткого замыкания.

3. Определение сброса мощности (снижения напряжения) суммарно по генераторам или по контролируемому сечению в момент возникновения короткого замыкания для предельного перетока активной мощности по условию динамической устойчивости, определенному по п. 1.

4. Определение сброса мощности (снижения напряжения) суммарно по генераторам или по контролируемому сечению в момент возникновения короткого замыкания при заранее выставленном пользователем перетоке активной мощности в контролируемом сечении. Для данного перетока подбирается шунт короткого замыкания (остаточное напряжение), при котором указанный переток является предельным по условию динамической устойчивости.

5. Автоматическая корректировка расчетных файлов в процессе утяжеления для соблюдения условий дополнительного контроля уровня перетока в заданных контролируемых сечениях и других режимных параметров.

В настоящий момент работы по п. 1, 2 завершены, получена версия ПО, в которой данные пункты основных задач реализованы. Сопоставление результатов расчетов стандартным способом и с использованием программы автоматизации показывают полное совпадение. Ведутся работы по п. 3, в ближайшее время будет получена работоспособная версия программы.

Вывод: использование вышеупомянутого программного комплекса позволило добиться существенного ускорения выполнения расчетов динамической устойчивости (по предварительным оценкам – до 2-3 раз).

#### Список литературы

- [1] Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.

# Исследование возможности возникновения аperiodической составляющей тока в выключателях 220 кВ при коммутациях кабельно-воздушных линий электропередач

А.И. Марутов, Е.В. Сергеев

Открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы»

Филиал «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Юга»

Пятигорск, Россия

marutovai@yug.so-ups.ru, sergeev@yug.so-ups.ru

При коммутациях кабельно-воздушных линий электропередач (КВЛ) 220 кВ на связях «Кубанская энергосистема – Крымская энергосистема» с шунтирующими реакторами (ШР) возможно возникновение аperiodической составляющей тока со значительным временем затухания. Указанный негативный процесс может являться причиной повреждения элегазовых выключателей данных КВЛ. Актуальным становится вопрос диспетчерского управления в части включения/отключения ШР при коммутациях данных КВЛ 220 кВ, настройки логики работы автоматического повторного включения (АПВ) линий, определение допустимой мощности управляемых ШР для недопущения повреждения элегазовых выключателей при коммутациях. Проведено исследование для КВЛ 220 кВ на связях «Кубанская энергосистема – Крымская энергосистема» в системе моделирования Simulink MatLab. Параметрирование моделей Simulink MatLab выполнено с использованием параметров схемы замещения и эквивалента энергосистемы Юга программного комплекса для расчетов электрических величин при повреждениях сети и уставок релейной защиты (ПК АРМ РЗА). Разработаны модели отдельных КВЛ 220 кВ на связях «Кубанская энергосистема – Крымская энергосистема». Определены линии, для которых возможно возникновение аperiodической составляющей тока в выключателях со значительным временем затухания.

*Ключевые слова: аperiodическая составляющая тока, кабельно-воздушные линии, шунтирующие реакторы, управляемые шунтирующие реакторы, элегазовые выключатели.*

## Research the possibility of aperiodic component of the current in the 220 kV circuit breakers at switching of power lines with cable parts

Andrey Marutov, Evgeniy Sergeev

System Operator of the United Power System» JSC

«United dispatching power systems of the South»

Pyatigorsk, Russian Federation

marutovai@yug.so-ups.ru; sergeev@yug.so-ups.ru

When switching a power lines with cable parts 220 kV connections of the Kuban power system and Crimean power system with shunt reactors (SR), you may experience an aperiodic component of the current with significant decay time. Specified a negative process can cause damage to the gas-insulated circuit breakers data power lines. Important is the issue of dispatching control to enable/disable SR when switching data power lines 220 kV, configuration operation logic of automatic reclosing lines, determining the power capability of controlled SR to prevent damage to the gas-insulated circuit breakers at switching. The research was conducted for power lines with cable parts 220 kV connections of the Kuban power system and Crimean power system to the simulation system in MatLab Simulink. Parameterization of Simulink models MatLab is performed using the parameters of the equivalent circuit and the equivalent power system of South program complex for calculations of electrical quantities in the network damage and setting of relay protection. The developed model of individual power lines 220 kV connections of the Kuban power system and Crimean power system. Defined lines which may cause aperiodic component of the current in switches with significant decay time.

*Keywords: aperiodic component of the current, power lines with cable parts, shunt reactors, controlled shunt reactors gas-insulated switches.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

При коммутациях линий электропередач (ЛЭП) 220 кВ и выше, в том числе и кабельно-воздушных (КВЛ), оснащенных шунтирующими реакторами (ШР) или управляемыми шунтирующими реакторами (УШР), возникает опасность возникновения аperiodической составляющей

тока в выключателе со значительным временем затухания. Основным фактором, оказывающим влияние на возникновение данного переходного процесса, является степень компенсации емкостного сопротивления ЛЭП индуктивным сопротивлением ШР (УШР). При степени компенсации, близкой к 100 %, наиболее вероятно возникновение аperiodической составляющей тока в выключателях. Для

ЛЭП с ШР в ЕЭС России это является наиболее характерным случаем, так как при проектировании, для исключения перенапряжений при плановом включении ЛЭП или режимов с малой нагрузкой ЛЭП, выбирается состав ШР, обеспечивающий 80 – 110 %-ю компенсацию емкостного сопротивления ЛЭП индуктивным сопротивлением реактора. Также на переходные процессы при коммутации ЛЭП оказывают влияние параметры ЛЭП и ШР, расстановка ШР (УШР) и добротность элементов электрической сети (ШР (УШР), обмоток высокого напряжения трансформаторов) [1].

Последствиями возникновения переходных процессов с апериодической составляющей тока могут явиться:

- неправильная работа релейной защиты и автоматики (РЗА) при ручном опробовании (РПВ) и в цикле автоматического повторного включения (АПВ);

- повреждение оборудования, в том числе выключателей.

Особенно опасны данные переходные процессы для элегазовых выключателей автокомпрессионного типа, которые широко распространены в ЕЭС России [2].

Например, при опробовании ЛЭП со степенью компенсации емкости индуктивностью реактора, близкой к 100 %, может возникнуть переходный процесс с наличием апериодической составляющей тока со временем затухания от 0,3 до 5 с. В случае неуспешного опробования данной ЛЭП или ложной работы РЗА, обусловленной наличием апериодической составляющей тока, происходит отключение выключателей ЛЭП в условиях наличия апериодической составляющей, не переходящей через нулевое значение. Так как обычно значение апериодической составляющей тока сравнительно небольшое, то отключение данного тока, в условиях значительного времени затухания, особенно опасно для элегазовых выключателей автокомпрессионного типа, у которых интенсивность действия дугогасящих устройств зависит от величины отключаемого тока.

## II. НЕОБХОДИМОСТЬ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ С ВОЗНИКНОВЕНИЕМ АПЕРИОДИЧЕСКОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ТОКА

На сегодняшний день определение возможности возникновения переходных процессов с апериодической составляющей тока для ЛЭП энергосистемы Юга осуществляется на основе качественного анализа по значению степени компенсации емкости ЛЭП индуктивностью ШР. При значении данного параметра, близком к 100 %, разрабатывается особый порядок для коммутации таких ЛЭП с целью снижения степени компенсации емкости ЛЭП индуктивностью ШР:

- отключение ШР (части ШР) при плановых включениях/отключениях ЛЭП;

- автоматическое отключение ШР (части ШР) в циклах трехфазного, однофазного АПВ.

Негативные последствия данных мероприятий:

- возможность возникновения опасных уровней напряжения, приводящих к работе автоматики ограничения повышения напряжения (с действием на отключение ЛЭП), повреждению оборудования (особенно актуально для КВЛ);

- расход коммутационного ресурса выключателей.

В соответствии с этим актуальным остается вопрос количественного анализа возможности возникновения исследуемых переходных процессов с целью разработки мероприятий по исключению возникновения данных процессов, правильной настройке РЗА, алгоритмов АПВ и рекомендаций по устанавливаемым на ЛЭП выключателям и ШР на основании расчетных обоснований для конкретных схем энергосистемы.

## III. МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для решения данной задачи применено моделирование элементов энергосистемы Юга в системе моделирования Simulink MatLab. Параметрирование моделей Simulink MatLab выполнено с использованием параметров схемы замещения и эквивалента энергосистемы Юга программного комплекса для расчетов электрических величин при повреждениях сети и уставок релейной защиты (ПК АРМ РЗА).

Моделирование в Simulink MatLab выполнено по следующему алгоритму:

1. В качестве базы параметров элементов энергосистемы для настройки модели использованы параметры схемы замещения энергосистемы Юга в ПК АРМ РЗА, используемой в ОДУ Юга. Данная база в том числе учитывает тип опор ЛЭП, стрелы провеса проводов, марки и конструкцию проводов, средние значения удельного сопротивления земли в районе прохождения трасс ЛЭП, количество тросов на ЛЭП.

2. С помощью инструментов ПК АРМ РЗА определены параметры эквивалента энергосистемы Юга относительно шин исследуемой ЛЭП.

3. С помощью стандартных блоков Simulink MatLab выполнено моделирование эквивалента энергосистемы и элементов исследуемой ЛЭП.

На рис. 1 приведена разработанная в системе моделирования Simulink MatLab модель для одной из КВЛ 220 кВ на связях «Кубанская энергосистема – Крымская энергосистема» – КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа I цепь.

## IV. ВЕРИФИКАЦИЯ МОДЕЛИ И ПОЛУЧЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Верификация модели была выполнена по результатам анализа зафиксированных случаев возникновения переходных процессов с возникновением апериодической составляющей тока в ОЭС Юга. На рис.2 приведена осциллограмма изменения токов выключателя при ручном повторном включении ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты с ПС 500 кВ Шахты с двумя ШР по концам ЛЭП.

По результатам анализа осциллограмм отмечено наличие апериодической составляющей тока в фазах «А» и «С» длительностью 0,45 с. По результатам моделирования аналогичного включения ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты в среде Simulink MatLab, с учетом схемы смежной электрической сети (учтено при эквивалентировании), сложившейся при указанном включении ЛЭП, получены следующие графики изменения тока в фазах включаемого выключателя (рис. 3), аналогичные фактическим осциллограммам.

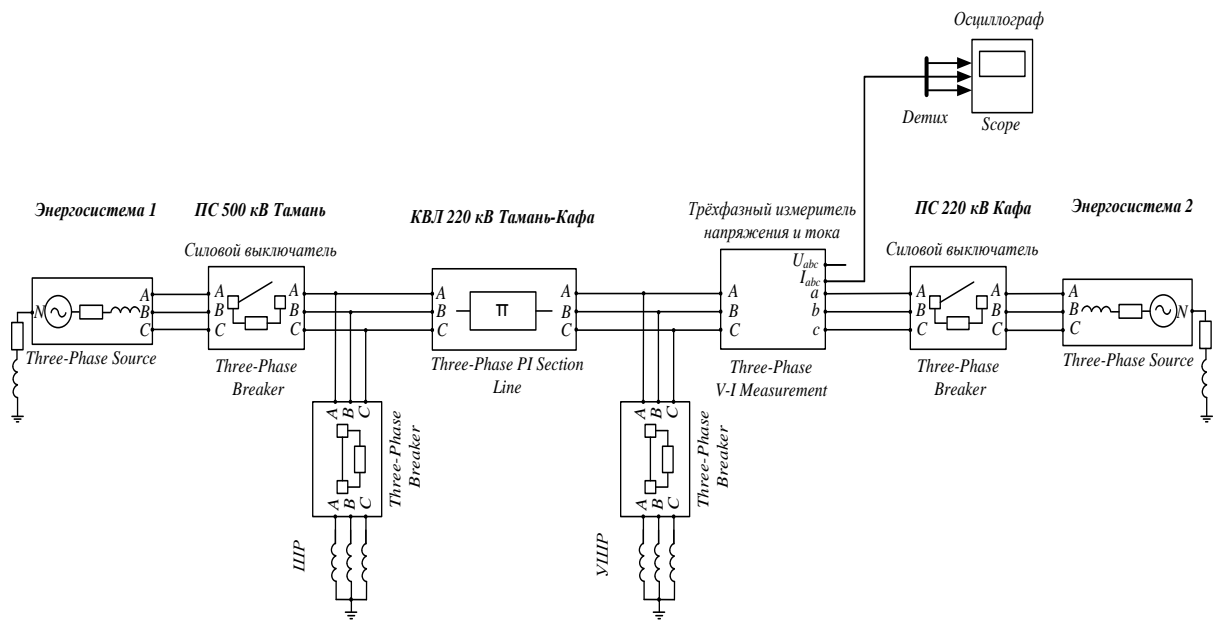


Рис. 1. Модель КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа I цепь в системе моделирования Simulink MatLab

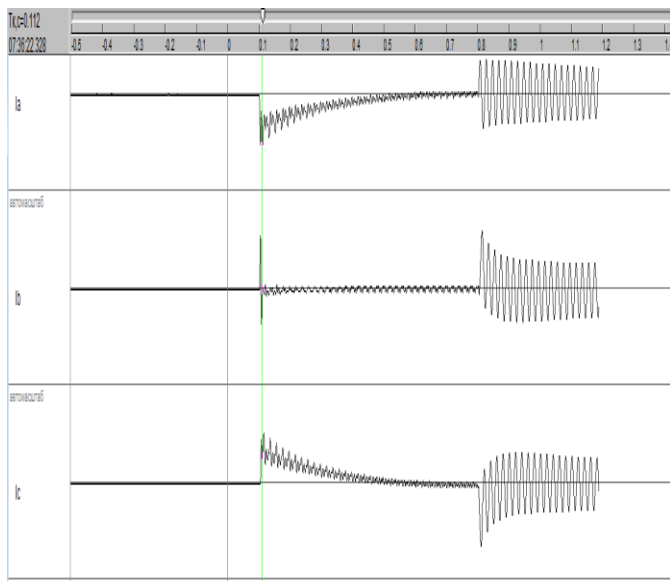


Рис. 2. Осциллограммы при включении ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты с ПС 500 кВ Шахты с двумя ШР

С использованием полученной модели было проведено исследование всех возможных вариантов коммутации КВЛ 220 кВ на связях «Кубанская энергосистема – Крымская энергосистема», в том числе с различными вариантами подключения ШР, УШР и при различных мощностях УШР. Данные исследования показали, что наиболее опасным с точки зрения возникновения аperiodической составляющей тока является режим включения одной из КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа с ПС 220 кВ Кафа при подключении УШР (100 Мвар) к КВЛ. При этом аperiodическая составляющая тока в фазах «А» и «С» затухает за время порядка 1 с (рис. 4).

При установке ШР, УШР на шинах подстанции аperiodическая составляющая тока затухает за время менее 0,1 с. Таким образом, проведенное исследование подтвердило правильность решения по установке ШР, УШР для связей «Кубанская энергосистема – Крымская энергосис-

тема» на шинах ПС 220 кВ Кафа (УШР) и ПС 500 кВ Тамань (ШР). Особого порядка включения/отключения и настройки АПВ КВЛ 220 кВ в таком случае не требуется.

Дополнительно был исследован режим опробования шин 220 кВ ПС 220 кВ Кафа от одной из КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа с учетом включенного УШР на шинах 220 кВ Кафа по режимам напряжений. При этом была рассмотрена зависимость времени затухания аperiodической составляющей тока от мощности УШР (таблица).

Из полученных графиков видно, что при снижении мощности УШР, а следовательно, и его индуктивности, время затухания аperiodической составляющей тока снижается для исследуемых КВЛ 220 кВ. Аналогичный анализ проведен для случая опробования шин 220 кВ ПС 500 кВ Тамань.

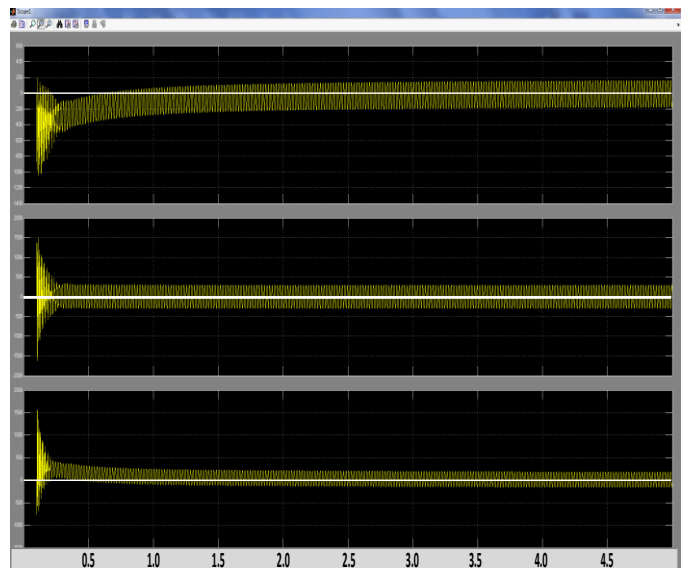


Рис. 3. Графики изменения тока в фазах выключателя на ПС 500 кВ Шахты при включении ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты с двумя ШР, полученные в Simulink MatLab

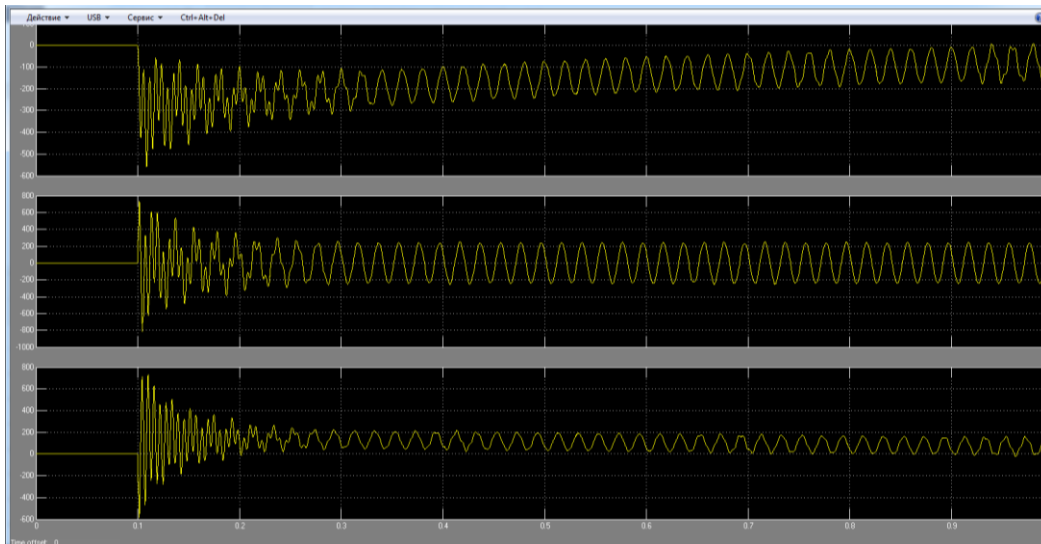


Рис. 4. Графики изменения тока в фазах выключателя на ПС 220 кВ Кафа при включении КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа I цепь с одним УШР (100 Мвар)

$\frac{Q_{УШР}}{Q_{УШРном}}$	Графики изменения тока в фазе «А» выключателя КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа
100 %	
50 %	
Откл. УШР	

## V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты исследования позволяют сделать вывод о возможности коммутаций КВЛ 220 кВ на связях «Кубанская энергосистема – Крымская энергосистема» с учетом присоединения ШР и УШР к шинам ПС 500 кВ Тамань и ПС 220 кВ Кафа соответственно. Присоединение УШР к ЛЭП может привести к появлению аperiodической составляющей тока со временем затухания до 1 с. Также определена зависимость времени затухания аperiodической составляющей тока от исходной мощности УШР.

Результаты исследования применены для:

- подтверждения проектных решений по местам установки ШР и УШР;
- определения исходной нагрузки УШР для схемы опробования шин 220 кВ ПС 220 кВ Кафа и ПС 500 кВ Тамань.

## Список литературы

- [1] Дмитриев М.В., Евдокунин Г.А. и др. Коммутации высоковольтных ВЛ и воздействия на выключатели // Новости электротехники. – 2008. – № 3(51).
- [2] СТО 56947007-29.130.10.083-2011. Типовые технические требования к элегазовым выключателям напряжением 10–750 кВ.

# Снижение потерь активной мощности и электроэнергии в сети

Д.В. Медведев

ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт»»  
Москва, Россия  
dmedvedew@gmail.com

Передача электроэнергии сопровождается потерями активной мощности в сети. Часть потерь обусловлена наличием неоднородности в сети и неоптимальной расстановкой компенсирующих устройств. В настоящее время этому вопросу не уделяется должного внимания, решение данной задачи может существенно повысить экономичность режима.

*Ключевые слова:* снижение потерь, неоднородность, компенсирующие устройства, параметры сети, обобщенные показатели.

## Decrease in losses of active power and the electric power in the network

D.V. Medvedev

Moscow State Power Engineering University  
Moscow, Russian Federation  
dmedvedew@gmail.com

Transfer of the electric power is followed by losses of active power in a network. The part of losses is caused by existence of heterogeneity in a network and non-optimal arrangement of the compensating devices. Now the due attention isn't paid to this question, the solution of this task can significantly increase profitability of the mode.

*Keywords:* the decrease in losses, heterogeneity, compensating devices, network parameters, the generalized indicators.

### I. ВВЕДЕНИЕ

Вопрос снижения потерь стоит очень жестко: уменьшая потери в сети, мы сможем экономить миллионы рублей в год. Но всегда необходимо оценивать экономическую целесообразность различных мер, ведь вложив много средств в самые современные решения, мы можем не получить взамен ничего.

Были рассмотрены такие способы снижения потерь, как воздействие на управляемые узлы сети с помощью компенсирующих устройств и повышение однородности сети.

### II. РАССТАНОВКА КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Расстановка КУ – сложная задача, и оптимальность расстановки КУ можно определить по анализу параметров схемы. В связи с этим необходим предварительный анализ структуры сети и её параметров, на основе которого можно получить ранжирование узлов сети по степени их «жесткости» [1]. Под «жесткостью» узла понимают способность узла поддерживать напряжение на своих шинах при изменении его нагрузки на условную единицу.

Установка КУ может осуществляться для двух вариантов: при необходимости изменения уровней напряжения (приближение к номинальному значению) в узле управления и примыкающих к нему узлах и изменения реактивной мощности при условии относительного постоянства напряжения в узле управления и примыкающих к нему узлах. В первом случае выбирается наименее «жесткий», или сенсорный узел, во втором — наиболее «жесткий».

Сравнительная оценка степени «жесткости» узлов схемы проводится с использованием значений мнимых

составляющих матрицы узловых проводимостей  $B$ . Чем больше разница между собственной и суммой взаимных проводимостей  $DB$  каждого узла, тем более жестким (емкостный характер  $DB$ ) или сенсорным (индуктивный характер  $DB$ ) является узел. Ранжирование узлов по таким признакам позволяет выявить жесткие и сенсорные узлы до расчета установившихся режимов [2].

Для моделирования мы будем использовать тестовую схему, представленную на рис. 1.

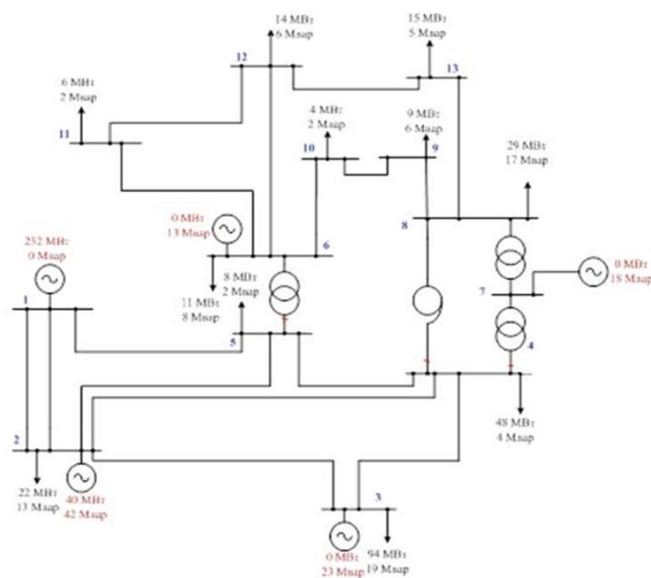


Рис. 1. Тестовая схема



По матрице узловых проводимостей были получены значения  $DB$  для каждого узла (рис. 2).

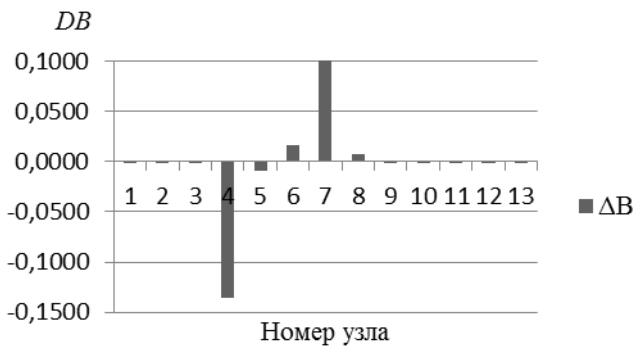


Рис. 2.  $DB$  для каждого узла

По полученным значениям можно вынести суждение о том, что узлами управления являются узлы с номерами 4 – 8. Узлы 4, 5 являются жесткими, а узлы 6 – 8 – сенсорными. Оптимизируем расстановку КУ путем перестановки компенсирующего устройства из узла 6 в 8, при расчете режима получим суммарные потери, равные 4,13 МВт, что на 2,85 % меньше, чем потери до оптимизации, равные 4,25 МВт. Перестановка КУ из узла 3 в узел 4 дала снижение потерь до 4,09 МВт, разница – 3,76 %. Данное решение не требует капиталовложений при проектировании сети и может дать большой эффект в процессе эксплуатации.

### III. ПОВЫШЕНИЕ ОДНОРОДНОСТИ СЕТИ

Также одной из основных причин неоптимальности режимов электроэнергетических систем и соответственно дополнительных потерь электроэнергии при ее транспорте и распределении является неоднородность ЭЭС.

Снижение степени неоднородности ЭЭС достигается за счет установки в ней устройств продольной компенсации или изменения конструкции ЛЭП. Данный путь решения проблемы требует значительных капитальных затрат.

Однородной сетью называется такая сеть, в которой выполняется соотношение  $X/R = \text{const}$ , то есть постоянная величина. То есть в схеме отсутствуют уравнильные токи, которые вызывают дополнительные потери. Для

тестовой схемы были определены отношения  $X/R$  для каждой ветви, они приведены ниже (таблица).

СООТНОШЕНИЕ  $X/R$  ДЛЯ ВЕТВЕЙ

$N_{\text{нач}}$	$N_{\text{кон}}$	$R, \text{ Ом}$	$X, \text{ Ом}$	$X/R$
6	10	4,88	8,54	1,75
6	11	5,88	15,28	2,598639
6	12	7	18,17	2,595714
8	13	4,45	11,56	2,597753
8	9	3,66	9,5	2,595628
11	12	1,11	2,89	2,603604
12	13	3,34	8,67	2,595808
9	10	2,86	7,43	2,597902

Как видно, линия 6-10 в сети 110 кВ является источником неоднородности. Линия выполнена проводом АС 120/19, при использовании провода АС 185/29 отношение  $X/R = 2,597$ , следовательно, сеть 110 кВ стала однородной. Суммарные потери равны 4,23 МВт, что на 0,47 % меньше, чем при исходной конфигурации сети. Данный вариант не выгоден.

### IV. ВЫВОД

Данные методы анализа сети являются очень простыми с точки зрения вычислительного процесса и применимы на этапе проектирования и эксплуатации, также они легко поддаются автоматизации. Вышерассмотренные способы снижения потерь могут дать большую экономию в долгосрочной перспективе, но необходим индивидуальный подход к каждой сети: один способ может быть выгоден в одной сети, а в другой он может быть не эффективным.

### Список литературы

- [1] Фарафонов В.Е. Использование «жестких» узлов для расстановки компенсирующих устройств / В.Е. Фарафонов, Н.Ш. Чемборисова // Энергосистема: управление, конкуренция, образование: 3-я Междунар. науч.-практ. конф.: в 2 т. – Екатеринбург, 2008. – Т. 2. – С. 130–133.
- [2] Лопатин О.А., Чемборисова Н.Ш. Использование параметров сети и обобщенных показателей режима для расстановки компенсирующих устройств // Электричество. – 2011. – № 3.



# Адаптивная делительная автоматика – устройство для повышения надёжности электроснабжения районов с маломощными электростанциями

А.Ю. Митрофаненко, Р.Б. Абеуов

ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Томск, Россия

anton.mitrofanenko@gmail.com

Актуализируются задачи обеспечения надёжности электроснабжения энергорайонов с электростанциями малой мощности при их переводе на параллельную работу с энергосистемой. Подчёркивается, что одним из наиболее эффективных способов обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей энергорайонов с электростанциями малой мощности при возникновении системных аварий в ЭЭС является выделение их на автономный режим работы. Обсуждается необходимость разработки многофункционального адаптивного устройства делительной автоматики, приводятся требования, предъявляемые к такому устройству, и описываются общие принципы его функционирования.

*Ключевые слова: делительная автоматика, деление сети, электростанция малой мощности, энергорайон.*

## Adaptive dividing automatic equipment for reliability improvement of electric power supply of energy areas that uses midget power plants

A.Y. Mitrofanenko<sup>1</sup>, R.B. Abeuov<sup>1</sup>

«National Research Tomsk Polytechnic University»

Tomsk, Russian Federation

anton.mitrofanenko@gmail.com

Reliability problem of electric power supply of energy areas that uses midget power plants under transfer to parallel operation with energy system is updated. Make a point that one of the most effective way of uninterruptible supply of midget power plants in case of system emergency is islanding. Reliance on adaptive multifunctional dividing automatic equipment development is considered. Specified applicable to device requirements are adduced and general operational principle are described.

*Keywords: dividing automatic equipment, dividing of electricity mains, midget power plants, energy area.*

В последние несколько лет к распределительным сетям электроэнергетических систем (ЭЭС), обеспечивающим электроснабжение нефтегазовых месторождений, стали активно подключаться ранее работающие автономно энергорайоны, имеющие в своём составе электростанции малой мощности, основу которых составляют газотурбинные и газопоршневые агрегаты. Принципиальная схема электрической сети такого энергорайона приведена на рис. 1.

Установленная мощность таких электростанций, как правило, соизмерима с мощностью электрических нагрузок энергорайонов, в которых они эксплуатируются, и может составлять несколько десятков мегаватт, однако во многом она определяется запасами попутного газа на месторождениях. Именно из-за дефицита попутного газа мощности эксплуатируемых в составе автономных энергорайонов электростанций не позволяют покрывать растущие нагрузки потребителей, что может компенсироваться за счёт перетоков мощности из ЭЭС при подключении этих энергорайонов к системе централизованного электроснабжения.

Проведенные исследования [1], а также анализ опыта эксплуатации электростанций малой мощности в составе

автономно работающих энергорайонов показали, что их подключение к электрическим сетям ЭЭС сопряжено с появлением целого ряда задач обеспечения надёжности электроснабжения, основными из которых являются следующие.

1. Обеспечение нормируемого значения частоты в энергорайонах с электростанциями малой мощности при системных авариях в ЭЭС.

При возникновении системной аварии, повлекшей за собой недопустимое снижение частоты в ЭЭС, генераторы электростанции малой мощности, работающие параллельно с энергосистемой, будут отключены технологическими защитами, что, в свою очередь, приведет к еще большему снижению частоты и массовому нарушению электроснабжения потребителей энергорайона, в котором эксплуатируется электростанция малой мощности.

Ликвидация недопустимого снижения частоты в таких авариях будет осуществляться действием автоматической частотной разгрузки посредством ограничения нагрузки потребителей в ЭЭС.

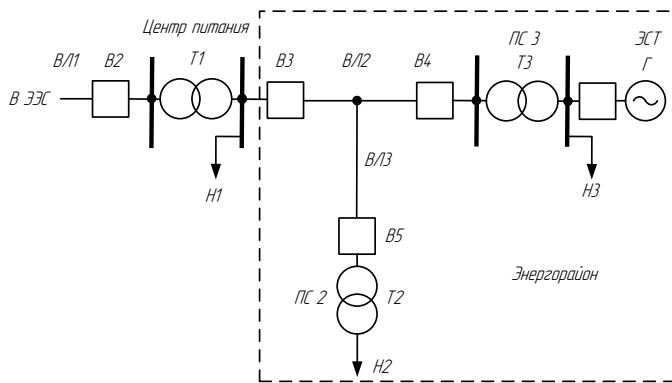


Рис. 1. Принципиальная схема электрической сети энергорайона с электростанцией малой мощности

2. Обеспечение нормируемых значений напряжений на подстанциях энергорайонов с электростанциями малой мощности при системных авариях в ЭЭС.

Недопустимое снижение напряжений в результате системной аварии в ЭЭС может повлечь за собой возникновение лавины напряжения, которая приведёт к массовому нарушению электроснабжения потребителей и останову агрегатов электростанции малой мощности.

Ликвидация недопустимого снижения напряжения в таких ситуациях осуществляется действием автоматики ограничения снижения напряжения посредством отключения нагрузки потребителей.

3. Обеспечение статической устойчивости (СУ) энергосистем с электростанциями малой мощности.

Нарушение статической устойчивости может произойти в результате возникновения аварийных возмущений на «слабых» связях ЭЭС, обладающих низкими пределами передаваемой мощности по условию обеспечения СУ.

4. Обеспечение динамической устойчивости (ДУ) генераторов электростанций малой мощности при их параллельной работе с ЭЭС.

Нарушение ДУ генераторов электростанций малой мощности может произойти при системных авариях, вызванных значительными возмущениями в ЭЭС, такими как короткие замыкания (КЗ), отключения крупных блоков электростанций и т.д.

Наиболее частыми причинами нарушения ДУ являются затяжные короткие замыкания. Их возникновение в электрической сети ЭЭС может привести к выпадению из синхронизма генераторов электростанций малой мощности, что еще более усугубляется малыми значениями постоянных инерций таких агрегатов [1].

5. Обеспечение уменьшения подпитки места КЗ от электростанций малой мощности при их параллельной работе с ЭЭС.

Появление генераторов на среднем или низком напряжении подстанций распределительной сети приводит к утяжелению режима короткого замыкания в ЭЭС, поскольку они выступают в качестве источников подпитки места короткого замыкания, тем самым увеличивая значения токов КЗ.

Наличие подпитки места КЗ от генераторов электростанций малой мощности во многом зависит от режима заземления нейтралей трансформаторов подстанций, через которые осуществляется подключение генераторов к электрической сети ЭЭС.

У большинства подстанций распределительной сети нейтрали трансформаторов не заземлены, что может повлечь за собой угрозу перенапряжения в них. Это обстоятельство делает необходимым заземление нейтралей хотя бы части трансформаторов, что, в свою очередь, потребует пересчёта уставок устройств релейной защиты и их перенастройки.

6. Обеспечение необходимости замены существующих устройств сетевой автоматики на электросетевых объектах.

В связи с подключением к ЭЭС энергорайонов с электростанциями малой мощности, возникает необходимость в замене устройств автоматики повторного включения (АПВ) на АПВ с контролем синхронизма на всех воздушных линиях электропередачи, входящих в схему выдачи мощности этих электростанций. Кроме того, на подстанциях распределительной сети, через которые осуществляется выдача мощности подключаемых электростанций, необходимо заменить автоматику включения резерва (АВР) на АВР с контролем синхронизма. Перечисленные мероприятия требуют от сетевых компаний дополнительных капиталовложений.

В настоящее время в качестве основных видов управляющих воздействий, используемых для решения большинства из перечисленных выше задач, наиболее широко применяются: отключение нагрузки, отключение генераторов и деление сети.

Проведённые исследования показали, что для обеспечения надёжной работы электростанций малой мощности, а также бесперебойного электроснабжения потребителей энергорайонов, в которых они эксплуатируются, при возникновении системных аварий в ЭЭС наиболее эффективным видом управляющих воздействий является деление сети.

Деление сети, направленное на выделение энергорайонов с электростанциями малой мощности на изолированную работу при сохранении в работе электростанций и большей части нагрузки энергорайонов, позволяет:

- исключить возможность останова электростанций малой мощности, а также предотвратить массовое отключение потребителей энергорайонов при недопустимом изменении основных режимных параметров ЭЭС в результате системной аварии;
- минимизировать риск нарушения синхронной работы генераторов электростанций малой мощности при аварийных ситуациях в ЭЭС, которые могут привести к нарушению статической и динамической устойчивости;
- исключить возможность подпитки места короткого замыкания от электростанций малой мощности, присоединяемых к ЭЭС;
- исключить необходимость замены существующих устройств сетевой автоматики на электросетевых объектах, входящих в схему выдачи мощности электростанций, на устройства автоматики с контролем синхронизма.

Проведённый анализ существующих устройств делительной автоматики (ДА) [2] показал, что в настоящее время для выделения энергорайонов с электростанциями малой мощности на изолированную работу во всех перечисленных ранее аварийных ситуациях требуется установка нескольких устройств релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА). Это обстоятельство приводит к увеличению капитальных вложений и требует большего количества мест в релейных залах подстанций для размещения этих устройств. Кроме того, эксплуатируемые в настоящее время устройства делительной автоматики являются неадаптивными и осуществляют выделение энергорайонов с электростанциями малой мощности по факту изменения какого-либо из режимных параметров ЭЭС, без текущего контроля режима выделяемого на изолированную работу энергорайона. Отделение энергорайона от ЭЭС, как правило, сопровождается изменением частоты и напряжений в нём и последующей работой противоаварийной автоматики энергорайона. Однако такое выделение энергорайонов на изолированную работу редко бывает удачным и, как правило, приводит к останову генераторов электростанций и полной потере электроснабжения потребителей энергорайонов. Причиной возникновения подобной ситуации является крайне медленная работа ПА при выделении энергорайонов со значительным небалансом мощности.

Учитывая все перечисленные обстоятельства, устройство многофункциональной адаптивной делительной автоматики (АДА) должно соответствовать следующим требованиям:

- функциональный состав устройства должен быть таким, чтобы осуществлять эффективное выделение энергорайона с электростанцией малой мощности на изолированную работу при различных аварийных ситуациях в ЭЭС;
- все функциональные блоки устройства должны размещаться в одном шкафу;
- устройство должно иметь возможность контроля режимных параметров энергорайона как до, так и после его отделения от ЭЭС;
- устройство должно иметь возможность измерения потребляемых и вырабатываемых мощностей на подстанциях потребителей и объектах генерации энергорайона;
- для обеспечения расчёта объёмов управляющих воздействий, а также возможности их выдачи и реализации на подстанциях потребителей и объектах генерации энергорайона в устройстве должны быть предусмотрены вычислитель и необходимые интерфейсы;
- устройство должно иметь достаточное количество аналоговых входов и дискретных входов/выходов, а также отвечать всем требованиям, предъявляемым в настоящее время к устройствам РЗ и ПА.

На рис. 2 показана схема, иллюстрирующая функциональные связи многофункционального устройства адаптивной делительной автоматики.

Устройство многофункциональной адаптивной делительной автоматики должно быть построено по принципу, когда определение объёма управляющих воздействий и их выдача должны осуществляться только на основании оценки текущих параметров режима ЭЭС и энергорайона с электростанцией малой мощности [3].

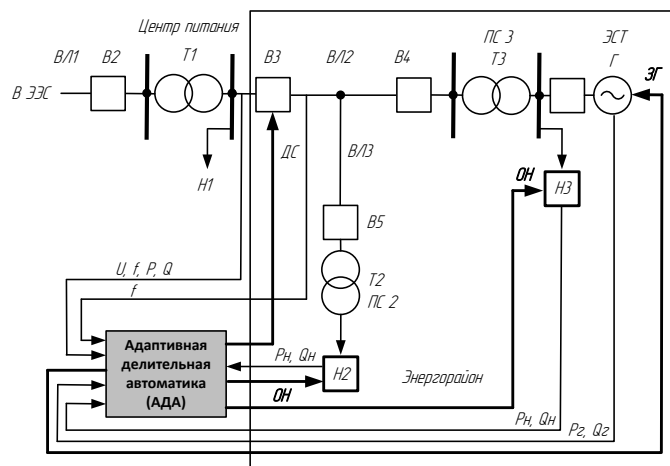


Рис. 2. Схема функциональных связей многофункционального устройства АДА

Этот способ аналогичен системе управления с обратной связью, работающей по принципу непрерывного сравнения фактического состояния с требуемым. Здесь задача заключается в том, чтобы удерживать значения некоторых выбранных параметров в определенной области.

Устройство адаптивной делительной автоматики должно иметь в своём составе измерительный, вычислительный и управляющий модули.

В измерительном модуле должно осуществляться измерение основных режимных параметров (частота, напряжение) на шинах центра питания со стороны энергосистемы и со стороны энергорайона с электростанцией малой мощности. Кроме того, необходим контроль активной и реактивной мощностей, отпускаемых в энергорайон с шин центра питания, а также значений потребляемых и вырабатываемых мощностей на подстанциях потребителей и объектах генерации энергорайона.

Основным отличием адаптивной ДА от существующих устройств ДА является наличие вычислительного модуля. Вычислительный модуль должен производить в режиме реального времени расчёт объёмов управляющих воздействий и параметров режима энергорайона до и после его отделения от электроэнергетической системы.

При аварийном снижении основных режимных параметров электроэнергетической системы (частота, напряжение) в вычислительном модуле, параллельно формированию команды на отделение энергорайона от электроэнергетической системы, на основании измеренных измерительным модулем параметров рассчитываются объёмы управляющих воздействий на генератор (Г) и отключение нагрузок Н2, Н3 (рис. 2).

Исполнительный модуль должен обеспечивать обработку параметрической информации, получаемой от вычислительного модуля, осуществлять её преобразование в необходимый формат и через соответствующие интерфейсы выполнять выдачу управляющих воздействий.

На рис. 3 представлена функциональная схема, иллюстрирующая принцип действия устройства адаптивной делительной автоматики.

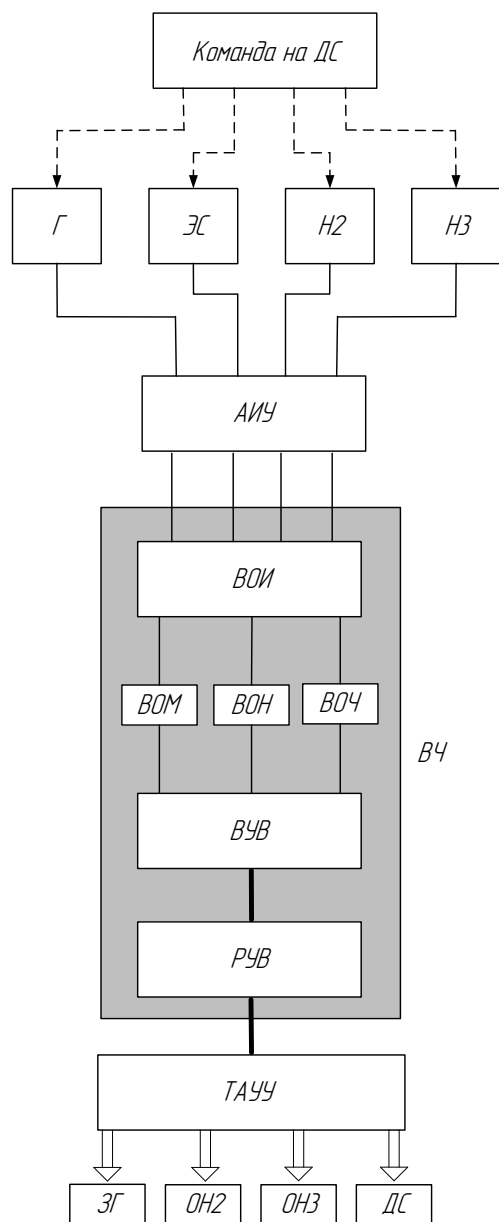


Рис. 3. Функциональная схема адаптивной делительной автоматики

Устройство работает следующим образом. При возникновении аварийной ситуации, приводящей к недопустимому снижению частоты либо напряжения в электроэнергетической системе, установленное на шинах центра питания устройство АДА формирует команду на деление сети (ДС). Одновременно с этим (синхронно) измеряемые величины, полученные по текущим замерам режимных параметров (от ЭЭС, генераторов станции и подстанций энергорайона), поступают по каналам связи (на рисунке

не указаны) в автоматическое информационное устройство (АИУ). Автоматическое информационное устройство входит в измерительный модуль адаптивной делительной автоматики. Автоматическое информационное устройство осуществляет измерение и первичную обработку основных режимных параметров (частота, напряжение) на шинах центра питания со стороны энергосистемы и со стороны энергорайона с электростанцией малой мощности, значений потребляемых и вырабатываемых мощностей на подстанциях потребителей и объектах генерации энергорайона и передаёт их в цифровой вычислительный модуль.

В цифровом вычислительном модуле, производится вычислительная обработка информации (ВОИ) и выполняются все расчёты по автоматическому управлению (по программам вычисления отклонений частоты (ВОЧ), напряжения (ВОН) и мощности (ВОМ), программам вычисления управляющих воздействий (ВУВ) и их распределения (РУВ)).

Исполнительную часть адаптивной делительной автоматики образуют телеавтоматические управляющие устройства (ТАУУ), передающие дозирующие управляющие воздействия (ЗГ, ОН, ДС) к исполнительным устройствам, установленным на электроэнергетических объектах энергорайона.

Описанный алгоритм работы АДА позволяет повысить эффективность выделения энергорайона на автономный режим работы за счёт скорости реализации управляющих воздействий, направленных на выравнивание баланса мощностей.

Разработка и внедрение адаптивного устройства делительной автоматики позволит существенно повысить эффективность выделения энергорайонов с электростанциями малой мощности на изолированную работу, уменьшить финансовые затраты на технологическое присоединение и в целом увеличить надёжность электроснабжения энергорайонов с электростанциями малой мощности в аварийных ситуациях, приводящих к недопустимому снижению основных режимных параметров ЭЭС.

### Список литературы

- [1] Абеуов Р.Б., Барановский И.Д., Хрущёв Ю.В. Условия работы газотурбинных станций в электроэнергетических системах // Вестник Уральского государственного технического университета. Проблемы управления энергетикой в условиях конкурентного рынка. – 2005. – № 12(64). – С. 306–308.
- [2] Шабад М.А. Делительные защиты – автоматика деления при авариях. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2006. – 64 с.
- [3] Иофьев Б.И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистемы. – М.: Энергия, 1974. – 415 с.

# Прогнозирование вырабатываемой мощности солнечными электростанциями на сутки вперед

И.А. Морозов

ФГБОУ ВО «Южно-Российский государственный политехнический университет  
(Новочеркасский политехнический институт) имени М.И. Платова»

Новочеркасск, Россия

morozov0995@mail.ru

Развитие солнечных электростанций сталкивается с определенными трудностями при их параллельной работе в энергосистеме. Отсутствие опыта планирования и управления режимами работы энергосистемы с электростанциями на возобновляемых источниках энергии не позволяет правильно выбрать состав включенного генерирующего оборудования, что является проблемой для филиалов системного оператора при поддержании электроэнергетического баланса. Данную проблему в ряде случаев можно минимизировать, применяя методику прогнозирования генерации электростанций на возобновляемых источниках питания на сутки вперед.

*Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, солнечная батарея, солнечная электростанция, вырабатываемая мощность, методы прогнозирования, генерирующее оборудование, рынок на сутки вперед, освещенность.*

## Forecasting wattage solar power plants for the day ahead

I.A. Morozov

South-Russian State Polytechnical University (Novocherkassk Polytechnical Institute) n. a. M.I. Platov

Novocherkassk, Russia

morozov0995@mail.ru

The development of solar power plants is facing certain difficulties in their parallel operation of the power system. Lack of experience in the planning and operation of the power management modes with power from renewable energy sources does not allow to choose the composition of the generating equipment, which is a problem to the system operator of the branches while maintaining the electricity balance. This problem can in some cases can be minimized by applying the forecasting technique of power from renewable sources of power for a day ahead.

*Keywords: renewable energy, solar battery, solar power, power output, forecasting methods, generating equipment, day-ahead market, illumination.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время проблема энерго- и ресурсосбережения имеет огромное значение не только для России, но и для всего мира. Все большее значение приобретает солнечная энергетика. Солнце обладает колоссальным запасом энергии. По оценкам специалистов, использование всего лишь 0,012 % этой энергии обеспечит все потребности современной энергетики, а использование 0,1 % полностью покрывает потребности в будущем до 2050 года [1]. Эти цифры позволяют оценить, насколько велик потенциал солнечных батарей.

За свою менее чем полувековую историю солнечная энергетика проделала длинный путь, пройдя фазу стихийно реализовывавшихся проектов и превратившись в полноценную высокотехнологичную индустрию. Каждый год реализуются десятки масштабных проектов по строительству фотоэлектрических солнечных электростанций (СЭС) в мире, таких как солнечный парк в г. Камиту (Kamuthi) в штате Тамил Наду (TamilNadu) на юге Индии суммарной мощностью 648 МВт [2].

В России каждый год вводятся новые СЭС, так, например, в 2017 году в Крыму должны открыть новую солнечную электростанцию в посёлке Владиславовка в Кировском районе мощностью 110 МВт. Строительство предусмотрено Федеральной целевой программой развития Крыма и Севастополя до 2020 года. Солнечную электростанцию мощностью 75 МВт планируют построить в селе Старомарьевка Грачевского района Ставропольского края, ввод запланирован на 2019 год. В юго-западной части Астраханской области в настоящее время разрабатывается проект солнечной электростанции 2,5 МВт в г. Нариманов. Еще пять солнечных электростанций общей мощностью 90 МВт планируется к разработке в следующем году.

Развитие солнечной энергетике в России ведется и на Дальнем Востоке. В Республике Саха (Якутия) планируют построить СЭС мощностью 40 МВт, чтобы полностью обеспечить электроэнергией местное население.

Самые крупные СЭС в России находятся в Крыму, это СЭС «Перово» установленной мощностью 106 МВт, СЭС «Охотниково» 80 МВт, СЭС «Николаевка» 70 МВт и др. [3].

Как видно, пока Россия не может претендовать на лидирующие места в списке самых мощных солнечных электростанций. Однако солнечная энергетика в России тоже развивается, о чем свидетельствуют планы строительства новых солнечных электростанций.

Объем вводов новой генерации на базе СЭС за последние три года показывает стабильные индикаторы роста и свидетельствует о том, что этот сегмент возобновляемой энергетики сохраняет свои уверенные позиции в энергетической политике страны.

Одним из основных показателей, характеризующих динамику рынка солнечной энергетики, является суммарная установленная мощность солнечных электростанций, построенных и введенных в эксплуатацию. На сегодняшний день, по данным крупнейшего международного отраслевого объединения EPIA (Европейская ассоциация солнечной энергетики), в России к 2020 году объем солнечной энергетики приблизится к 3 ГВт [4].

## II. ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В КРУПНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Одной из основных особенностей работы энергосистемы, которые необходимо учитывать при формировании модели рынка электроэнергии, является необходимость постоянного поддержания равенства производства электроэнергии уровню ее потребления. Нагрузка в энергосистеме меняется в течение дня, и в разные сутки она также различается, формируя суточные пики различной высоты. Покрытие этой нагрузки осуществляется включенными генераторами. Промежуток времени между принятием решения о включении генератора в сеть и самим включением определяется длительностью пусковых операций и для объектов тепловых электростанций измеряется часами. В связи с этим необходимо заранее определить, какие генерирующие объекты и в какой очередности должны быть включены в работу для прохождения максимумов нагрузки, равно как и для прохождения периодов минимальной нагрузки требуется определить, какие объекты могут быть отключены от сети и переведены в резерв [5].

Развитие солнечных электростанций сталкивается с проблемами их рационального и эффективного использования при работе в крупных энергосистемах. Отсутствие опыта планирования и управления режимами работы энергосистемы с электростанциями на возобновляемых источниках энергии не позволяет правильно выбрать состав включенного традиционного генерирующего оборудования [6].

При правильном, эффективном выборе состава работающего оборудования потребление в системе покрывается загрузкой экономически эффективного генерирующего оборудования, а возникающий небаланс компенсируется благодаря регулировочному диапазону, формируемому за счет дополнительно включенного оборудования.

Таким образом, процедура выбора состава включенного генерирующего оборудования является важным элементом суточного планирования. Неправильный выбор состава включенного генерирующего оборудования влечет за собой экономический ущерб или даже может привести к нарушениям электроснабжения потребителей. Эта проблема становится более актуальной при увеличении в энергосистеме процента генерирующего оборудования на базе возобновляемых источников энергии. Правильный

выбор состава генерирующего оборудования на традиционном топливе можно осуществить при прогнозировании вырабатываемой мощности возобновляемыми источниками энергии.

Необходимо получить оптимальный состав генерирующего оборудования, а по существу, необходимо нахождение компромисса в достижении трех основных целей: экономической эффективности, стабильности состава и минимизации избыточной мощности включенного оборудования.

Данная проблема ярко выражена в Крымской энергосистеме, где суммарная установленная мощность СЭС составляет 43 %. Отсутствие опыта планирования и управления режимами работы электростанций на возобновляемых источниках энергии (ВЭС, СЭС) не позволяет рационально использовать располагаемые мощности, полученные от возобновляемых источников энергии. Данная проблема была представлена начальником отдела развития Представительства ОАО «СО ЕЭС» в г. Симферополе [7]. При правильном определении вырабатываемой мощности СЭС можно добиться наиболее оптимальной загрузки электростанций на традиционном виде топлива, что позволит максимально эффективно использовать СЭС.

## III. МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ВЫРАБАТЫВАЕМОЙ МОЩНОСТИ СЭС

Планирование электроэнергетических режимов работы энергообъектов и энергосистем является одной из основных задач, позволяющих обеспечить непрерывное поддержание баланса электрической мощности в Единой энергетической системе России. Точность определения выбранного состава включенного генерирующего оборудования обеспечивает надежное и экономически выгодное функционирование как энергосистем субъектов Российской Федерации, так и ЕЭС в целом.

Одними из важнейших влияющих параметров для прогнозирования вырабатываемой мощности СЭС являются метеофакторы и время сезона.

Регрессионный метод является одним из наиболее широко используемых статистических методов для моделирования взаимосвязи с влияющими факторами, такими как температура, влажность, скорость и направление ветра и др. Ограничением в применении линейных регрессионных моделей является то, что между погодными переменными и вырабатываемой мощностью существуют нелинейные зависимости. Алгоритм линейной регрессии для динамического процесса с нелинейными связями с метеофакторами не может справиться с задачей точного прогноза.

Представляет интерес использование алгоритма роя частиц для оптимизации параметров регрессионной модели опорных векторов при учете факторов температуры воздуха и освещенности, влияющих на электропотребление.

## IV. ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ МЕТОДИКИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ВЫРАБАТЫВАЕМОЙ МОЩНОСТИ СЭС

Для достижения поставленной цели было исследовано влияние основных метеорологических факторов (МФ), влияющих на выдаваемую солнечным модулем (СМ) мощность [8].

В научно-производственном предприятии «ВНИКО» были произведены исследования по выявлению зависимости вырабатываемой мощности солнечными панелями. Основа исследований заключалась в фиксировании вольт-амперной характеристики солнечной батареи, состоящей из 4 солнечных модулей, за сутки на протяжении недели.

Наибольший интерес был направлен на выявление зависимости от освещенности, облачности и продолжительности светового дня. В рамках данной работы влияние температуры, влажности, скорости ветра не рассматривались, а следовательно, данные факторы не учитывались при прогнозировании вырабатываемой мощности. Зависимость мощности от освещенности имеет существенно более определенный характер.

При построении математической зависимости вырабатываемой мощности были попытки учесть в качестве влияющих факторов тип облачности и количество осадков.

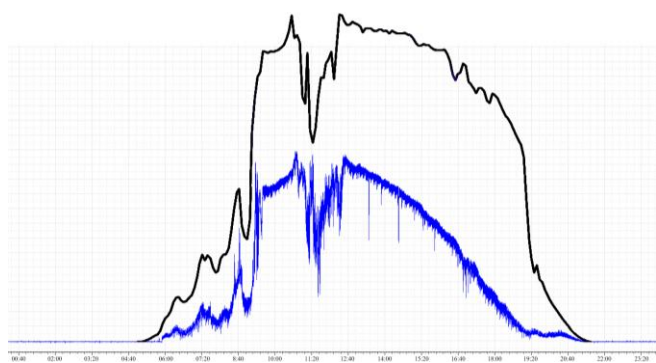


Рис. 1. Зависимость влияния освещенности на выдаваемую мощность солнечной батареи в ясный день

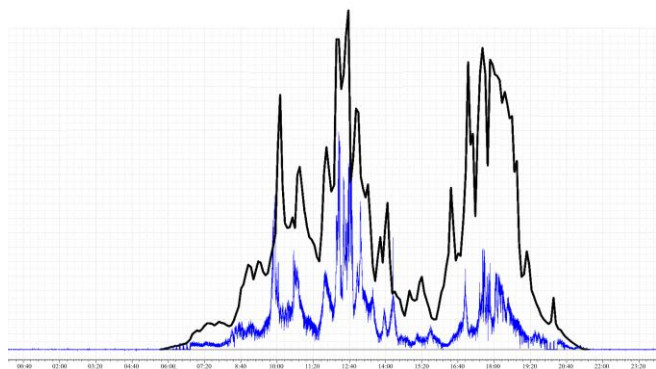


Рис. 2. Зависимость влияния освещенности на выдаваемую мощность солнечной батареи в пасмурный день: — — освещенность СБ; — — выдаваемая мощность СБ

На рис. 1 и 2 представлены примеры полученных зависимостей за сутки при различных погодных условиях, которые напрямую влияли на освещенность солнечной батареи.

Был изучен ряд факторов, влияющих на выдаваемую мощность СМ. В его состав входят облачность, осадки, естественная освещенность. Установлено, что связь между вырабатываемой мощностью и естественной освещенностью имеет нелинейный характер, что указывает на необходимость использования таких математических методов и моделей прогнозирования вырабатываемой мощности, которые позволят учитывать нелинейный характер взаимосвязей вырабатываемой мощности с влияющими на

него факторами. Связь между вырабатываемой мощностью и освещенностью также зависит от времени года (сезона), что обусловлено продолжительностью светового дня.

Проанализировав взаимосвязь между электропотреблением и метеофакторами на основе ортогонально дискретного вейвлет-преобразования временных рядов, удалось визуально установить взаимосвязь между составляющими вейвлет-разложения для временных рядов вырабатываемой мощности и основных метеофакторов.

Мощность, выдаваемая солнечной батареей, зависит от освещенности, которая, в свою очередь, зависит от метеорологических условий. Взаимосвязь между вырабатываемой мощностью и естественной освещенностью явно выражена при интенсивном изменении уровня освещенности и практически незаметна при её равномерных и низких уровнях.

Для дальнейших испытаний и прогнозирования вырабатываемой мощности необходимо было использовать метеорологический прогноз погоды, основываясь на котором составлялся график освещенности на сутки вперед. Для этого использовался специализированный комплекс АС «Метео», используемый в ОАО «СО ЕЭС», разработанный для прогнозирования электропотребления [9]. Данный комплекс осуществляет анализ полноты и достоверности метеоданных, статистическую обработку метеоданных, включающую оценку качества их прогноза.

Была выполнена оценка качества прогнозирования путем составления плана-графика освещенности на сутки вперед, относительно которого уже была рассчитана вырабатываемая мощность солнечной батареи на сутки вперед (рис. 3).

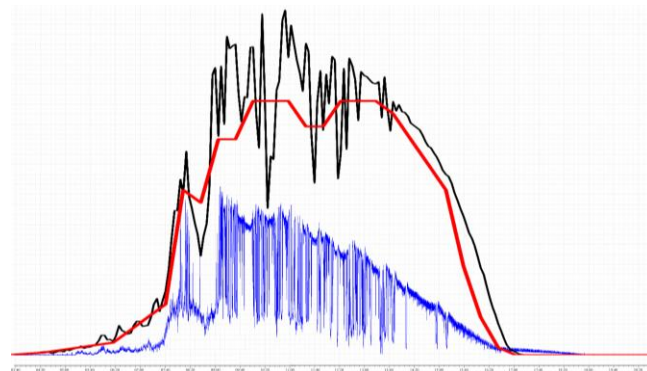


Рис. 3. Зависимость вырабатываемой мощности от спрогнозированной освещенности на сутки вперед: — — фактическая освещенность СБ; — — прогнозируемая освещенность СБ; — — выдаваемая мощность СБ

Данная проверка прогнозирования вырабатываемой мощности солнечными электростанциями на сутки вперед на модели солнечной батареи показала, что наиболее точного прогнозирования можно добиться только при получении более точной зависимости выдаваемой мощности от освещенности. В свою очередь, наиболее сложным является прогнозирование освещенности на сутки вперед, особенно при пасмурной прогнозируемой погоде с кратковременными осадками. Более простым является прогнозирование освещенности на сутки вперед в ясный безоблачный день.

Спрогнозировать освещенность на сутки вперед позволяет комплекс АС «Метео», который обеспечивает необхо-

димыми метеоданными для составления прогнозируемой освещенности на сутки вперед.

Комплекс АС «Метео» обеспечивает автоматизацию процесса передачи и хранения метеоданных, а также осуществляет анализ влияния изменения погодных условий. Использование данного комплекса позволяет решить в дальнейшем ряд задачи, таких как:

- создание единой информационной базы метеоданных ОАО «СО ЕЭС» исполнительного аппарата и филиалов;
- передача метеоданных из ФБГУ «Гидрометцентр России» в СО;
- анализ полноты и достоверности получаемых метеоданных;
- расчет коэффициентов влияния температуры и облачности на изменение вырабатываемой электрической энергии (мощности);
- статистическая обработка метеоданных, включающая оценку качества прогноза;
- оповещения, в случае опасных метеорологических явлений, подразделений СО;
- формирование нормативно-справочной информации, общей для всех уровней СО.

АС «Метео» разработана в объектно-ориентированной среде и имеет функционально-модульную структуру с возможностью разработки, дополнения в случае заинтересованности ОАО «СО ЕЭС» для прогнозирования вырабатываемой мощности СМ.

## У. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ результатов позволил установить зависимость влияния освещенности на солнечный модуль в течение суток, а также определить влияние погодных условий на освещенность.

Исследования показали, что возможно спрогнозировать вырабатываемую мощность солнечными электростанциями на сутки вперед, основываясь на метеорологи-

ческом прогнозе погоды, что, в свою очередь, позволит правильно выбрать состав включенного генерирующего оборудования.

Данное прогнозирование позволит максимально использовать вырабатываемую мощность СЭС, а также более точно определять состав традиционного генерирующего оборудования, что позволит снизить экономические затраты на традиционные электростанции и срок окупаемости СЭС.

## Список литературы

- [1] Копылов Д.А. Значение солнечных батарей в области возобновляемой энергетики // Электроэнергетика глазами молодежи: Науч. тр. 5-й Междунар. молодеж. науч.-техн. конф., г. Томск, 10-14 ноября 2014 г. – Томск, 2014. – Т. 2. – С. 552–556.
- [2] Мониторинг событий, оказывающих существенное влияние на функционирование и развитие мировых энергосистем / ОАО СО «ЕЭС», 24.06.2016 – 30.06.2016.
- [3] <http://www.globaltransmission.info>.
- [4] Перминов Э.М. Энергетика республики Крым – состояние и проблемы развития. Новая возобновляемая энергетика – выбор Крыма // Энергетик. – 2014. – № 5. – С. 7–10.
- [5] Массон Г., Орланди С., Рекингер М. Обзор мирового рынка солнечной энергетики. – Мюнхен, 2014.
- [6] Архипов А., Долматова М. Два года новой модели ВСВГО // Энергорынок. – 2016. – № 2(137). – С. 52–58.
- [7] Золотарев С.А. Особенности электроэнергетического режима энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь на первом этапе ввода в работу энергомоста «Кубань – Крым», 2015.
- [8] <http://gup-krymenergo.crimea.ru>.
- [9] Янов А.В. Текущее состояние дел по выполнению планов создания Черноморского РДУ ОАО СО «ЕЭС» 16.09.2015.
- [10] <http://so-ups.ru>.
- [11] Тыквинский А.М., Морозов И.А. Влияние освещенности на выдаваемую мощность солнечного модуля // Студенческая научная весна – 2016. Новочеркасск, 2016.
- [12] Артемьев А.А., Антонов А.В., Полижаров А.С., Тупицин И.В., Дацко В.С. Разработка и внедрение комплекса обработки метеоданных СО ЕЭС (АС «Метео») // Электроэнергетика глазами молодежи: Сб. докл. 3-й Междунар. науч.-техн. конф. – Екатеринбург, 2012. – С. 123–127.



# Области колебательной устойчивости электроэнергетической системы с регулируемой продольной компенсацией

И.А. Москвин, Ю.О. Чуркина

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»  
Иваново, Россия  
moskvin@es.ispu.ru

Возрастающая характеристика ёмкостного сопротивления в устройстве продольной регулируемой компенсации (УПК) может приводить к колебательному нарушению устойчивости электроэнергетической системы (ЭЭС). Исходя из этого, проанализирована статическая устойчивость ЭЭС, содержащей регулируемое УПК, а также приведена методика определения областей устойчивости исследуемой системы с учетом АРВ генератора в целях сохранения положительных аспектов регулируемого УПК и отстройки от нежелательных режимов.

*Ключевые слова:* устойчивость электроэнергетических систем, гибкие электропередачи, регулируемые УПК, области устойчивости.

## Oscillatory steady state stability regions of the electrical power system with controlled series capacitors

Ilya Moskvin, Yulia Churkina

Ivanovo State Power Engineering University  
Ivanovo, Russian Federation  
moskvin@es.ispu.ru

Rising capacitive resistance characteristic of controlled series capacitors can lead to electrical power system oscillatory instability. Hence the investigation of the steady state stability of the electrical power system with the controlled series capacitors has been carried out and also the stability region finding methodology of the system under study with automatic excitation control has been obtained in order to keep the positive aspects of series capacitor and to allow for undesirable modes.

*Keywords:* power system stability, FACTS, controlled series capacitors, stability region.

Применение регулируемой продольной компенсации, обеспечивающей рост степени компенсации с ростом передаваемой по линии мощности (или тока), позволяет увеличивать пропускную способность дальних линий электропередачи сверхвысокого напряжения, положительно влияет на статическую апериодическую и динамическую устойчивость электроэнергетической системы [1]. Однако, с увеличением степени компенсации, подобное регулирование может приводить к колебательному нарушению устойчивости, которое может проявляться в виде самовозбуждения, самораскачивания, а также совместного их появления [2]. Кроме того, при внедрении регулируемых устройств в существующих энергосистемах следует учитывать способы управления режимами (АРВ) и их возможное влияние друг на друга. Необходим способ определения диапазона изменения параметров регулирования УПК и АРВ энергосистемы с учетом совместного управления, при котором сохраняются положительные аспекты регулируемого УПК на устойчивость и режимы ЭЭС и еще не наблюдается проблем, проявляющихся с ростом степени продольной компенсации (колебательное нарушение устойчивости).

Исследуемая электроэнергетическая система состоит из крупной электростанции, представленной эквивалентным генератором, работающим на шины бесконечной мощности через линию электропередачи, оснащенную регулируемым УПК (рис. 1).

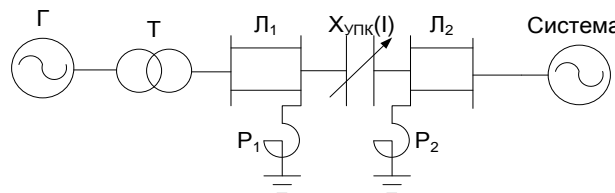


Рис. 1. Исследуемая электроэнергетическая система

Сформирована упрощенная математическая модель исследуемой ЭЭС. Для этого записаны уравнения электромеханического переходного процесса исследуемой системы с регулируемым УПК с учётом электромагнитного переходного процесса в обмотке возбуждения синхронного генератора:

$$\begin{cases} T_j p^2 \delta + Dp\delta = P_T - P_E; \\ T_{d0} p E'_q + E_q = E_{qe}; \\ I = f(\delta, E_q, X_{UPK}); \\ X_{UPK} = f(I); \\ E_{qe} = E_{q0} + \sum_j W'_{pj}(p) \Pi_j, \end{cases} \quad (1)$$

где  $W'_{pj}(p)$  – передаточная функция системы возбуждения и АРВ синхронной машины.

После линеаризации и раскрытия определителя получено характеристическое уравнение 5-го порядка:

$$D(p) = a_0 p^5 + a_1 p^4 + a_2 p^3 + a_3 p^2 + a_4 p + a_5, \quad (2)$$

где  $a_0, a_1, a_2, a_3, a_4, a_5$  – коэффициенты характеристического уравнения.

Определены значения всех частных производных, входящих в выражения коэффициентов характеристического уравнения (2). Параметр регулирования УПК ( $K_2$ ) можно записать непосредственно в характеристическое уравнение и, используя метод  $D$ -разбиения, определить диапазон его изменения, соответствующий сохранению устойчивости исследуемой ЭЭС [3].

На рис. 2 приведены области устойчивости исследуемой системы с регулируемым УПК с учетом АРВ генератора, полученные методом  $D$ -разбиения по трем параметрам (два коэффициента регулирования АРВ ( $K_{1i}, K_{2i}$ ) и коэффициент регулирования УПК ( $K_2$ )), построенные графоаналитическим методом [4]. С помощью данных областей возможен совместный выбор коэффициентов регулирования УПК и АРВ, позволяющий сохранить положительные аспекты продольной компенсации и одновременно отстроиться от нежелательных режимов. Область изменения параметров совместного регулирования УПК и АРВ ограничена нулевыми значениями осей системы координат и кривой  $D$ -разбиения.

#### Вывод

Приведена методика совместного выбора коэффициентов регулирования УПК и АРВ в целях комплексного управления энергосистемой, позволяющего при сохранении положительных аспектов продольной компенсации (увеличение пропускной способности ЛЭП, увеличение запаса по статической и динамической устойчивости) избегать колебательного нарушения устойчивости исследуемой системы.

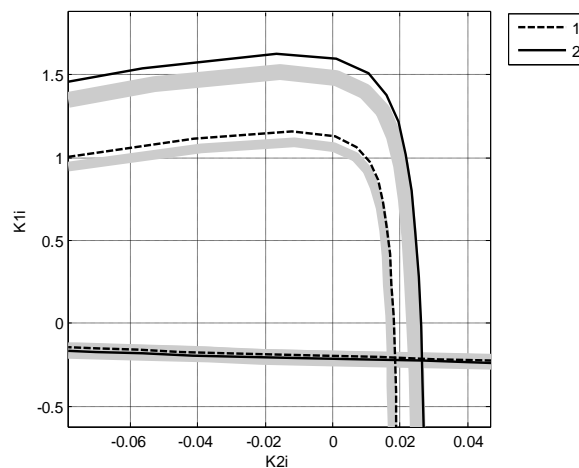
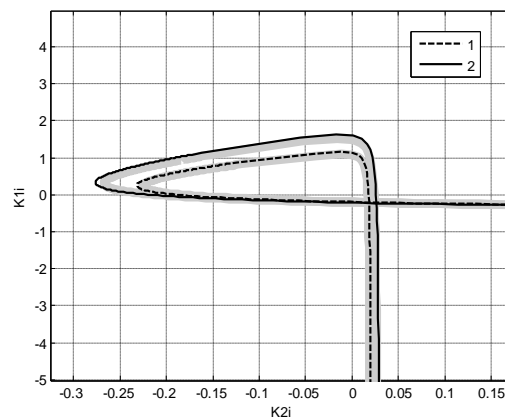


Рис. 2. Области «устойчивых» коэффициентов регулирования АРВ генератора с учетом параметра регулирования УПК: 1 –  $K_2 = 8$ ; 2 –  $K_2 = 0$

#### Список литературы

- [1] Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЭЭС России. Теоретические и практические основы: в 3 т. / под общ. ред. чл.-кор. РАН А.Ф. Дьякова. – М.: НТФ «Энергопрогресс» Корпорации «ЕЭЭК», 2012. – Т. 1. – С. 28–29.
- [2] Веников В.А., Анисимова Н.Д., Долгинов А.И. Самовозбуждение и самораскачивание в электрических системах. – М.: Высшая школа, 1964.
- [3] Голов В.П. Применение регулируемой компенсации линии электропередачи // Изв. вузов. Энергетика. – 1978. – № 6. – С. 3–8.
- [4] Электрические системы: учеб. пособие для вузов. Т. 1. Математические задачи электроэнергетики / под ред. В.А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1970. – 336 с.

# Автоматизация ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и контроль их исполнения

И.В. Моторин

ПО «Белорецкие электрические сети» ООО «Башкирэнерго»  
MotorinIV@bashkirenego.ru

Графики аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) применяются для предотвращения нарушения режима работы энергосистемы или ее отдельных энергорайонов и включают в себя два вида графиков: графики ограничения режима потребления и графики временного отключения потребления. На эффективность ввода графиков решающее влияние оказывает быстрота их ввода. Соответственно, встает вопрос о необходимости автоматизации данной задачи.

*Ключевые слова: график аварийного ограничения, график временного отключения потребления, автоматизация.*

## Automation input alarm limit mode electric power consumption graphs (power) and monitoring their performance

I.V. Motorin

«Beloretsk electric networks» Bashkirenergo  
MotorinIV@bashkirenego.ru

Graphics emergency restrictions mode electric power consumption (power) are used to prevent an abnormality in the power system or a separate power districts and include 2 types of graphs: graphs limit consumption mode and temporarily disable the graphics use. On the effectiveness of entering Graphics decisive influence the speed of their input. Accordingly, there is a question about the need to automate this task.

*Keywords: schedule emergency restrictions, temporarily disable the schedule of consumption, automation.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Графики аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) (далее – графики аварийного ограничения) включают в себя 2 вида графиков.

- Графики ограничения режима потребления, в соответствии с которыми потребители заранее уведомляются о необходимости ограничить потребление электрической энергии (мощности) и самостоятельно выполняют технические (технологические) мероприятия, обеспечивающие снижение потребления электрической энергии (мощности) в указанных в уведомлении объемах и периодах суток. Реализация таких графиков может производиться без отключения энергопринимающих устройств и (или) линий электропередачи.
- Графики временного отключения потребления, в соответствии с которыми без предварительного уведомления потребителей сетевой организацией по команде (распоряжению) системного оператора (субъекта оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе) (далее – системный оператор) или самостоятельно сетевой организацией в порядке, предусмотренном настоящими

Правилами, производятся отключения линий электропередачи и трансформаторов. При этом также может предусматриваться отключение электроустановок по команде (распоряжению) системного оператора непосредственно персоналом потребителей.

Согласно заданию Филиала ОАО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ по графикам аварийного ограничения, время ввода всех 10 очередей графика временного отключения потребления не должно превышать 20 мин, включая время передачи команд, а также ввода временного отключения потребления в объеме, не менее 95 %, в течение 5 мин.

Ввод графика ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) является, с одной стороны, процессом, длительным по времени, так как связан с подготовкой документов по уведомлению потребителей о вводе ограничения, самим уведомлением потребителей, но, с другой стороны, этот процесс ограничен во времени. Согласно «Правилам разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики», потребители должны быть уведомлены о предстоящем вводе ограничения не позднее 14 ч 00 мин текущих суток.

В связи с вышесказанным встает вопрос об автоматизации данных задач.

## II. ПОРЯДОК ВВОДА ГРАФИКОВ ВРЕМЕННОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (ГВО)

Для решения проблемы дефицита времени в ПО БгЭС создана техническая возможность ввода графиков временного отключения потребления дистанционно, посредством ПК ОИК, благодаря чему время отключения очередей затрачивается только на прохождение сигнала телеуправления. Также создана возможность вести контроль введенного ограничения в реальном времени.

Данная программа выполнена по принципу «одного окна», т.е. на одном экране выведены и кнопки управления коммутационных аппаратов присоединений, задействованных в графике, и телеизмерения нагрузок по данным присоединениям – как по каждому присоединению,

так и по каждой очереди графика суммарно и в целом по сумме введенных очередей.

Программа позволяет производить отключения (включения) присоединений, каждого в отдельности или целой очередью, одной кнопкой управления. Также, в случае истечения времени отключения присоединений с наиболее ответственными потребителями, согласно графику, программа позволяет оценить нагрузку присоединений, которые будут отключены взамен включаемых; при недостаточности объема отключаемой нагрузки программа предлагает величину мощности для саморазгрузки предприятий.

Для подсчета отключенной нагрузки после полученной команды о вводе графиков аварийного ограничения диспетчер фиксирует отключаемую нагрузку путем распечатывания картинку, как показано на рис. 1 (окно ГВО Белорецкого энергоузла перед отключением).

**Кнопки управления коммутационными аппаратами.**

**Возможность при помощи «одной кнопки» отключить все присоединения, задействованные в данной очереди.**

**Возможность отключить (включить) каждое присоединение данной очереди отдельно.**

**Возможность вести полный контроль реализации временных отключений при помощи «одного окна» по каждому энергоузлу и зоне филиала в целом одновременно, по каждой очереди и суммарно.**

**Величина отключаемой нагрузки отдельно по каждой очереди и нарастающим итогом по введенным очередям, в случае задания нескольких очередей одновременно.**

**Указания диспетчеру по вводу ГВО.**

**ВНИМАНИЕ!!!**  
При групповом ТУ внимательно см. команду на отключение т.к. фидер может быть уже откл.  
При откл. фидера пропускать команду на отключение

**ОП-оперативные переговоры**  
7-18 очереди - время отключения 5-28 минут.  
Желтым цветом выделены нагрузки, представленные по результатам зимних контрольных замеров.

Рис. 1. Окно ГВО Белорецкого энергоузла

## III. ПОРЯДОК ВВОДА ГРАФИКОВ ОГРАНИЧЕНИЯ РЕЖИМА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

В целях сокращения времени реализации ввода графика ограничения режима потребления, для диспетчера разработана программа «Ограничение потребления» средствами Microsoft Excel.

По своей сути процесс ввода ограничения режима потребления электрической энергии является жесткой системой по порядку очередности выполнения операций, т.е. своего рода программой (бланком) переключений. При разработке программы «Ограничение потребления» были

заложены данные принципы. Она блокирует действия по выполнению какого-либо этапа, если не выполнен предыдущий. Также программа постоянно контролирует правильность и достаточность ввода данных на каждом этапе, в противном случае – предупреждает об этом персонал и возвращается к началу этапа, где допущена ошибка.

Программа «Ограничение потребления» выполняет следующие функции:

- предоставляет информацию по вводу очереди ограничения (потребители, величина ограничения) из базовых графиков;

- рассчитывает величину ввода ограничения по сравнению с предыдущими сутками;
- формирует и распечатывает бланк типовой программы ввода графика ограничения режима потребления – руководство к действию диспетчера;
- формирует и распечатывает уведомления потребителям о вводе ограничения;
- передает зарегистрированные уведомления в РЭСы для дальнейшей передачи потребителям.

Простой интерфейс позволяет своевременно актуализировать программу при пересмотре графиков путем внесения изменений в файл Excel.

На рис. 2 показано рабочее окно программы «Ограничение потребления», где продемонстрирован пример и последовательность работы программы по вводу ограничений.

На рис. 3 продемонстрирован пример готовой типовой программы ввода графика ограничения режима потребления.

The screenshot shows the 'ОГРАНИЧЕНИЯ РЕЖИМА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ' window. It features a table of consumption limits, a control panel with buttons like 'Печать ТПОП', 'Печать уведомлений', 'Регистрация уведомлений', and 'Передача уведомлений', and a status area showing current queue and date. Twelve callouts describe the process:

1. Вводятся из всплывающего списка лица, осуществляющие ввод ограничения.
2. Вводятся номер очереди графика ограничения.
3. На основании введенной очереди ограничения, выводится таблица с предприятиями по Энергоузлам, с указанием величины ограничения потребления по указанной очереди.
4. Вводятся дата и время ввода ограничения. Программа по умолчанию автоматически предлагает на 0:00 следующих суток.
5. Вводятся дата и время получения команды. Программа по умолчанию автоматически предлагает текущее время и дату.
6. Вводятся потребление за предыдущие сутки для анализа величины ограничения.
7. Программа автоматически просчитывает заданное ограничение потребления и ожидаемое потребление после ввода ограничений.
8. При нажатии формируется и распечатывается типовая программа ограничения потребления (рис.3).
9. При нажатии формируются и распечатываются заполненные на подпись директору уведомления.
10. После подписи уведомлений директором и их регистрации, диспетчер вводит номера зарегистрированных уведомлений (дата вносится автоматически).
11. При нажатии, происходит автоматическая отправка в РЭСы ПО БпЭС (по удаленному доступу) уже зарегистрированные уведомления в формате \*.pdf, после чего персонал РЭС отправляет их потребителям.
12. По окончании работы Программа очищает все поля и готовится к введению следующего ограничения.

Рис. 2. Рабочее окно программы «Ограничение потребления»

#### IV. КОНТРОЛЬ ЗА ВВОДОМ ОГРАНИЧЕНИЙ

Графики ограничения режима потребления вводятся, начиная с 0 ч 00 мин следующих суток.

Потребители предоставляют организациям, осуществляющим фактические действия по вводу аварийных ограничений, возможность выполнить необходимые технические мероприятия в отношении технологически присоединенных к их электрическим сетям энергопринимающих устройств, обеспечивающие введение аварийного ограничения, или самостоятельно выполняют указанные мероприятия в соответствии с техническими требованиями сетевой организации.

При невыполнении потребителем команд (распоряжений) системного оператора о вводе графиков аварийного ограничения сетевые организации вправе отключить указанного потребителя непосредственно от питающих цен-

тров или ограничить его потребление вплоть до аварийной брони.

Контроль за вводом ограничений осуществляется с помощью программы «Контроль ограничения», разработанной средствами ОИК Excel.

После того как диспетчер закончил работу в программе «Ограничение потребления», данные, необходимые для контроля за вводом ограничений в программе «Контроль ограничения», автоматически обновляются, после чего диспетчеру остается только в листе ОИК задать дату за день до ввода ограничений и запустить расчет в ОИК Excel.

На рис. 4 показан один из листов программы на примере предприятия «Учалинский ГОК». Диспетчер анализирует график потребления электрической энергии потребителя, при превышении установленных величин дает команду на дополнительные ограничения или отключение присоединений данного потребителя.





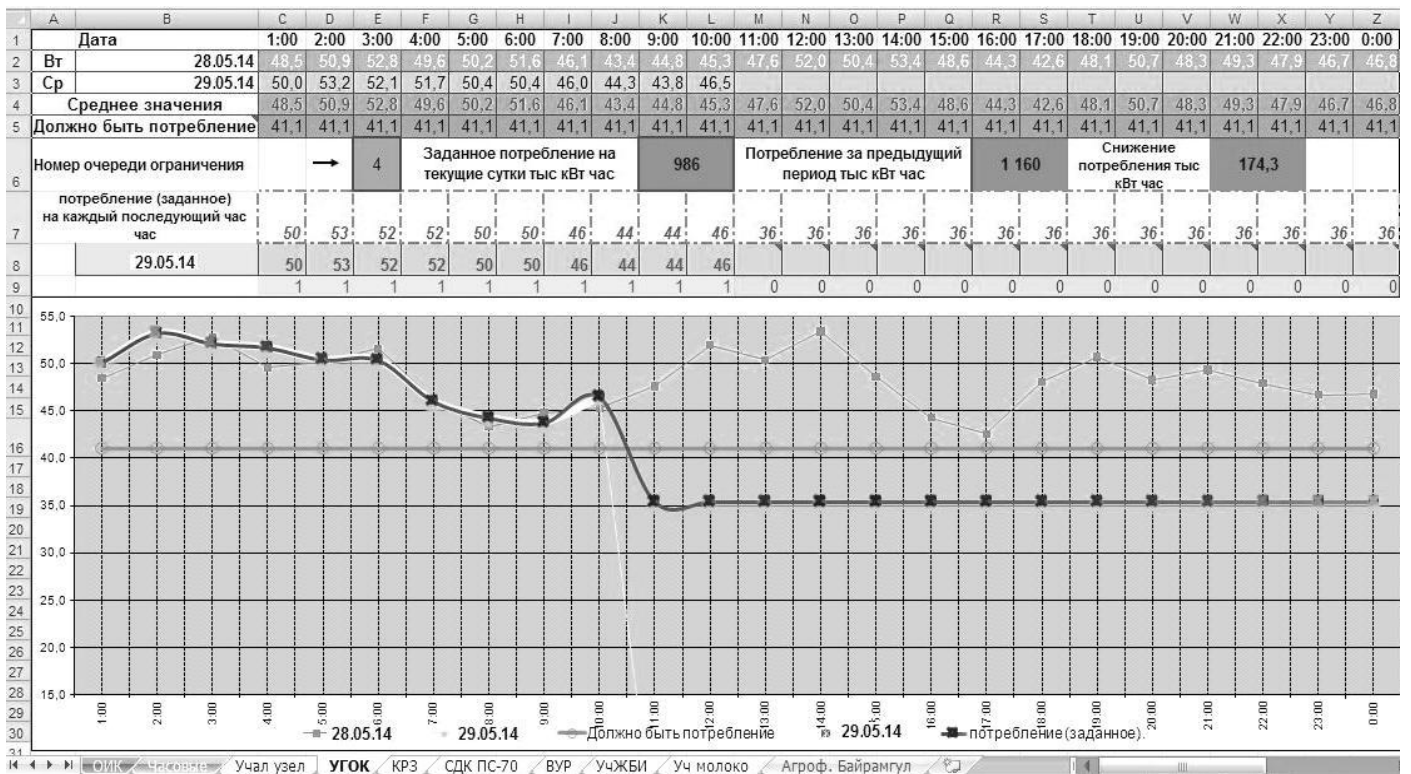


Рис. 4. Программа «Контроль ограничения» на примере предприятия Учалинский ГОК

## V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ПО БцЭС выполнены требования п. 32 «Правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии и использования противоаварийной автоматики» в части обеспечения технической возможности ввода графиков временного отключения потребления, в том числе дистанционного ввода.

Указанные разработки позволили диспетчеру оперативно и эффективно выполнять задания по вводу графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии, в частности:

- реализовать графики в установленные согласно заданию Филиала ОАО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ временные рамки;
- свести к минимуму операции по заполнению вручную необходимых документов при вводе графиков;
- оперативно осуществлять контроль введенных ограничений;
- автоматизировать процесс передачи уведомлений о вводе графиков ограничения потребления электрической энергии.

# Определение достоверности данных телеметрических измерений в системе управления интеллектуальными сетями

И.А. Муратаев, Г.А. Муратаева  
Казанский государственный энергетический университет  
Казань, Россия  
boxesis@yandex.ru

Инфраструктура интеллектуальных сетей развивается как сложная система, в которой возможен системный мониторинг и управление величиной производимой и потребляемой энергии в электрической сети. Для обеспечения надежного функционирования и управления интеллектуальными сетями необходимы системный мониторинг и оценка параметров режима. В отличие от классического обнаружения ошибочных данных для оценки состояния, обнаружение недостоверных данных, вносимых злоумышленником, должно учитывать вмешательства, которые не выявляются существующими методами обнаружения ошибочных данных. В работе рассмотрена проблема обнаружения умышленно искаженных данных по результатам оценки состояния энергосистемы.

*Ключевые слова:* искаженные данные, безопасность интеллектуальных электрических сетей, оценка параметров режима, верификация данных.

## The measurements data verification in the control system of smart grids

I.A. Murataev, G.A. Murataeva  
Kazan State Power Engineering University  
Kazan, Russian Federation  
boxesis@yandex.ru

The smart grid infrastructure is emerging as a complex system where system monitoring and control of energy generating and consuming entities within the electricity network is possible. System monitoring is necessary to ensure the reliable operation and control of smart grids. Different from the classical bad data detection for state estimation, the detection of false data injected by an adversary must take into account carefully designed attacks capable of evading conventional bad data detection. In this paper, the problem of the detection malicious data on the results of power system state estimation is considered.

*Keywords:* false data, smart grid security, state estimation, verification of data.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Безопасная и надежная работа электрических сетей является определяющим фактором для общества и повседневной жизни страны. Надежность работы электрических сетей обеспечивается активным внедрением информационных технологий в задачи управления режимом, что стало базой для создания интеллектуальных сетей. Основой интеллектуальной сети является центр управления и сбора данных, в котором собирается необходимая информация о состоянии электрической сети и выполняется управление на основе данных устройств телеметрии, расположенных в узловых точках энергосистемы. Измеряемые параметры режима передаются в центр управления по информационным сетям, включая сеть Интернет. Применение информационных технологий в задачах автоматического управления режимом создает угрозы, связанные со взломом устройств телеметрии, прерыванием передачи данных или умышленным искажением информации о режиме [1].

Данные о параметрах режима, передаваемые в центр управления и сбора, разделим на два вида – истинные данные и ложные данные.

Истинными данными являются данные о параметрах режима, полученные от исправных измерительных средств, содержащие случайные ошибки, связанные с инструментальной погрешностью трансформаторов тока, напряжения и самого измерительного средства. В настоящее время разработано множество методов для коррекции случайных ошибок, которые позволяют получить истинное представление о параметрах режима, и такие ошибки не несут серьезной угрозы для надежности работы электрической сети.

Ложными данными являются данные о параметрах режима, умышленно искаженные в результате несанкционированного доступа к измерительным устройствам или сетям передачи данных.

Опасность ложных данных заключается в сложности их выявления, так как они могут находиться в области допустимых значений параметров режима, но не соответствовать реальным, что приведет к негативным последствиям из-за выработки неверных управляющих воздействий алгоритмами управления режимом. Например, ложные данные об увеличении потребления активной мощно-



сти в узлах приведет к формированию управляющего воздействия электрическим станциям на увеличение генерации активной мощности, что отрицательно повлияет на статическую и динамическую устойчивость энергосистемы в целом.

Предотвратить несанкционированный доступ к измерительным устройствам и сетям передачи данных можно посредством разделения уровней доступа, применения межсетевых экранов и шифрования передаваемых данных. Однако такие мероприятия не могут обеспечить абсолютной надежности, поэтому в центрах управления и сбора данных необходима экспертная оценка получаемых параметров режима. В работе исследован вопрос оценки параметров режима в центрах управления для выявления ложных данных и узлов электрической сети, подвергшихся несанкционированному доступу.

## II. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

Задача оценивания параметров режима электрической сети заключается в определении параметров режима  $X = (X_1, X_2, \dots, X_n)^T$  по данным средств телеметрии  $Y = (Y_1, Y_2, \dots, Y_n)^T$ , наилучшим образом удовлетворяющих уравнению (1) [2]:

$$Y = F(X) + e, \quad (1)$$

где  $F(X)$  – регулярная составляющая состояния, которая определяет связь между параметрами режима;  $e$  – случайная составляющая, которая создается средствами измерения и передачи информации;  $Y$  – вектор-столбец измеренных значений напряжения, активной и реактивной мощности;  $X$  – вектор-столбец определяемых параметров режима.

Отклонение определенного параметра режима  $X_i$  от измеренного значения  $Y_i$  в  $i$ -м узле вычисляется с использованием взвешенного квадрата ошибки  $w_i$  (ошибка по параметру) по формуле

$$w_i = \frac{(Y_i - X_i)^2}{\sigma^2}, \quad (2)$$

где  $\sigma$  – среднеквадратическое отклонение измеряемой величины.

Критерием оценки анализируемых данных в целом является сумма взвешенных квадратов ошибок (суммарная ошибка), которая определяется по формуле

$$E = \sum_{i=1}^n w_i, \quad (3)$$

где  $n$  – число оцениваемых параметров.

Исследование возможности определения достоверности данных выполнялось с применением программного пакета *GNU Octave/matpower* [3] и включало следующие этапы.

1. Определение исходного массива данных о параметрах режима. Массив исходных данных, включающий потоки мощности в линиях электропередач, модули напряжения и величины комплексных мощностей в узлах, был сформирован из результатов расчета установившегося режима электрической сети, представленной на рис. 1. В расчетной схеме генераторные узлы были заданы *PQ*-моделями, узлы потребления – *PQ*-моделями, линии элек-

тропередач – П-образной схемой замещения, трансформаторные ветви – без учета продольных составляющих. К массиву исходных данных добавлялась инструментальная погрешность, моделируя, таким образом, набор истинных данных, получаемых от средств телеметрии. Полученные истинные данные использовались для последующей оценки параметров режима в тестовых случаях внедрения ложных данных.

2. Исследование влияния инструментальной погрешности на результаты экспертной оценки выполнялось путем обработки изменяющегося набора исходных данных в пределах инструментальной погрешности. Общее число наборов данных – 250 штук. Для каждого набора данных проведена оценка параметров режима и вычислена по формуле (3) величина суммы взвешенных квадратов ошибок.

3. Выявление изменений в результатах оценки параметров режима в случае появления в исходном наборе ложных данных проводилось при поочередном увеличении значения напряжения, активной или реактивной мощности из набора истинных данных в узлах исследуемой электрической сети. В узлах 4, 17, 20 дискретно увеличивалось значение: напряжения от  $U_i$  до  $1,05 \cdot U_i$ , активной мощности от  $P_{iном}$  до  $1,1 \cdot P_{iном}$ , реактивной мощности от  $Q_{iном}$  до  $1,1 \cdot Q_{iном}$ . Значения  $U_i$ ,  $P_{iном}$ ,  $Q_{iном}$  равны величине истинного напряжения, активной и реактивной мощности в  $i$ -м узле. Для всех вариантов ложных данных выполнялась оценка параметров режима. По формуле (2) и результатам оценки вычислялась величина ошибки по напряжению  $w_{iU}$ , активной  $w_{iP}$  и реактивной мощности  $w_{iQ}$  для каждого узла и значение суммарной ошибки по формуле (3).

Оценка параметров режима проводилась при условии, что информация о схеме соединений узлов и величины сопротивлений ветвей соответствует реальной конфигурации электрической сети.

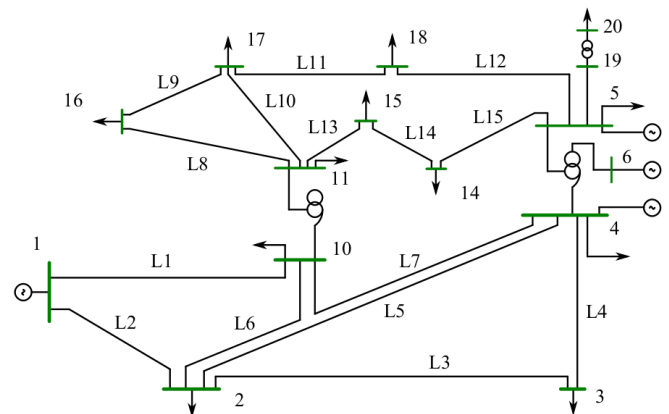


Рис. 1. Исследуемая электрическая сеть

## III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Величина суммарной ошибки, определяемой по формуле (3), для результатов оценки параметров режима, обусловленных инструментальной погрешностью, представлена на рис. 2. Из полученных результатов видно, что сумма взвешенных квадратов ошибок не превышает 0,0036 о. е. Таким образом, для рассматриваемого случая прием величину допустимой суммарной ошибки оценки параметров режима не более 0,0036 о. е.

Изменение суммарной ошибки при увеличении ложных данных о величине потребляемой активной мощности показано на рис. 3. Из графика видно, что величина ошибки превышает в 3 раза ранее принятое допустимое значение при появлении ложных данных о потреблении активной мощности ( $1,05 \cdot P_{\text{ном}}$ ) в узле 4. Увеличение ложного значения напряжения до  $1,005 \cdot U_{\text{ном}}$  в узле 4 приводит к увеличению суммарной ошибки больше допустимого значения более чем в 44 раза (рис. 4). Однако в случае ложного значения напряжения до  $1,05 \cdot U_{\text{ном}}$  в узле 20 суммарная ошибка увеличивается, но она не превышает допустимой величины.

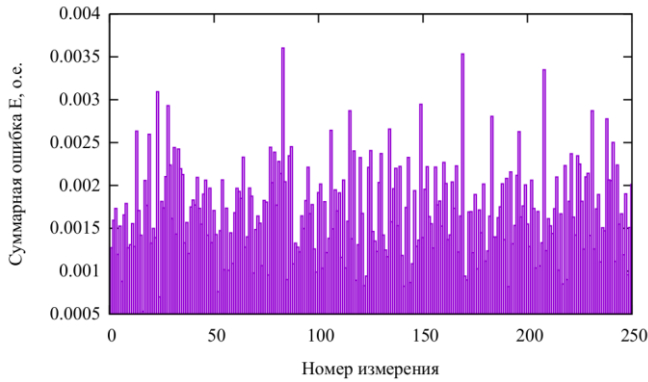


Рис. 2. Изменение суммарной ошибки при случайно изменяющихся данных в пределах инструментальной погрешности.

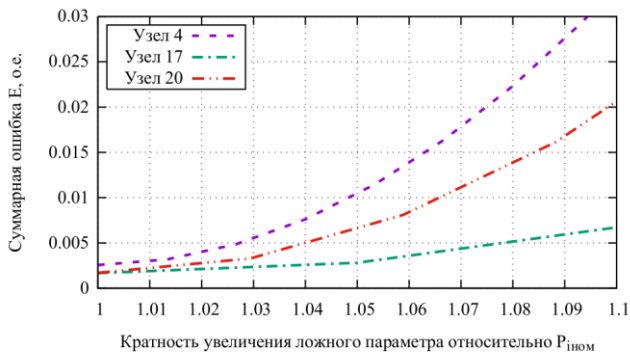


Рис. 3. Изменение суммарной ошибки при изменении ложного параметра потребления активной мощности от  $P_{\text{ном}}$  до  $1,1 \cdot P_{\text{ном}}$  в одном из узлов

Таким образом, превышение суммарной ошибки больше установленного допустимого значения может являться признаком наличия в полученных параметрах режима ложных данных. Появление ложных данных в значении напряжения влияет на суммарную ошибку в зависимости от того, к какому напряжению сети принадлежит данный узел, поэтому оценку параметров режима сети с несколькими ступенями напряжения лучше выполнять в подсетях одного класса напряжения.

Ложные данные об одном параметре режима также приводят к изменению взвешенного квадрата ошибки  $w_i$  других оцениваемых параметров. На рис. 5 показано изменение ошибки по активной мощности  $w_{iP}$  в узлах сети при ложном увеличении потребления активной мощности в узле 17 на 5 % от истинного значения. Влияние ложного увеличения реактивной мощности на 5 % от истинного значения на величины  $w_{iQ}$  и  $w_{iU}$  в узлах представлено на рис. 6. Ложные данные о потреблении реактивной мощности ока-

зывают влияние не только на ошибку по реактивной мощности  $w_{iQ}$ , но и увеличивают значение  $w_{iU}$  в 2 раза в узле 17.

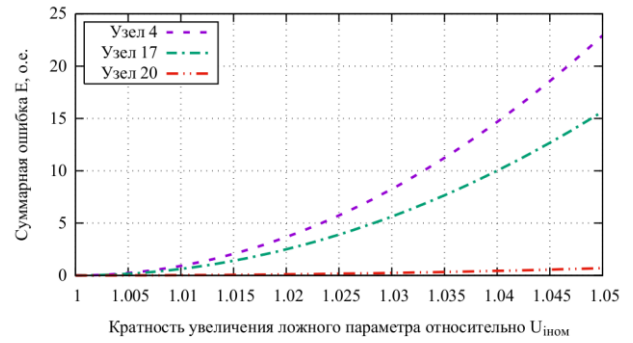


Рис. 4. Изменение суммарной ошибки при изменении ложного параметра напряжения от  $U_{\text{ном}}$  до  $1,05 \cdot U_{\text{ном}}$  в одном из узлов

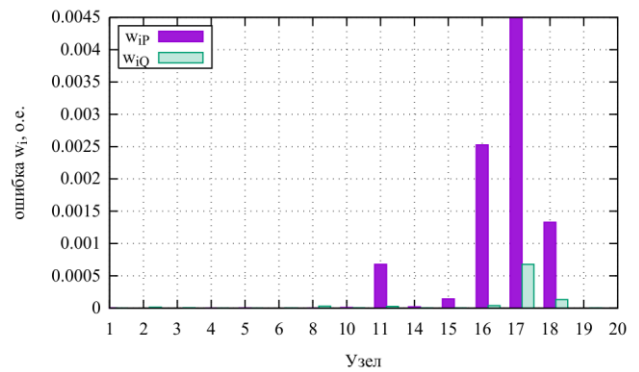


Рис. 5. Величина ошибки мощности в узлах при ложном увеличении данных о потребляемой активной мощности на 5 % в узле 17

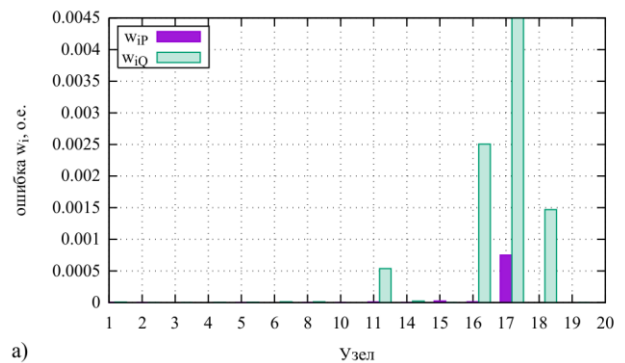


Рис. 6. Величина ошибки мощности (а) и напряжения (б) в узлах при ложном увеличении данных о потребляемой реактивной мощности на 5 % в узле 17

Появление ложных данных о величине мощности также приводит к росту взвешенного квадрата ошибки в узлах 11, 16, 18, имеющих непосредственную связь с узлом 17, являющимся источником неверной информации. Величина  $w_i$  в узлах 11, 16, 18 в среднем увеличивается в 70, по сравнению с другими узлами, однако не превышает допустимого значения.

В случае ложного увеличения напряжения в узле 17 до величины  $1,01 \cdot U_{ном}$  значение ошибки по напряжению  $w_{iU}$ , активной  $w_{iP}$  и реактивной мощности  $w_{iQ}$  в этом узле увеличивается в 27; 1,9; 6 раз соответственно по сравнению с допустимым значением (рис. 7, 8).

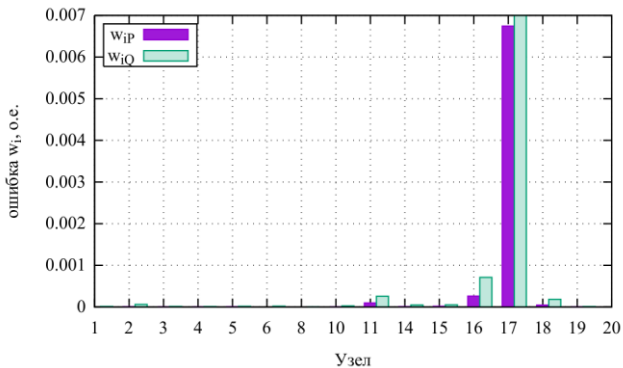


Рис. 7. Величина ошибки мощности в узлах при ложном увеличении данных о напряжении на 1 % в узле 17

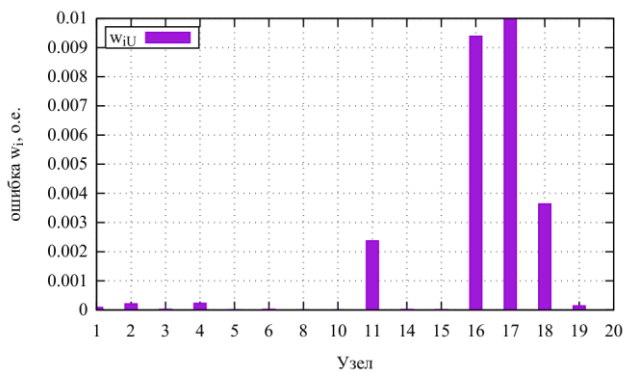


Рис. 8. Величина ошибки напряжения в узлах при ложном увеличении данных о напряжении на 1 % в узле 17

Ложные данные о напряжении влияют на значение ошибки по напряжению связанных узлов в 190 раз сильнее по сравнению с ростом ошибки в случае неверных параметров о потребляемой мощности.

Анализ полученных результатов показывает возможность выявления наличия в наборе измерений от средств телеметрии ложных данных по величине суммарной ошибки оценки параметров режима. Определение ложного параметра необходимо выполнять комплексным сравнением ошибки по напряжению, ошибки по активной и реактивной мощности с допустимым значением. Раздельное сравнение ошибки по параметру будет приводить к неверному заключению о ложном параметре. Процесс экспертной оценки определения достоверности данных от средств телеметрии может выполняться в несколько этапов. На первом этапе выполняется фильтрация заведомо неверных данных, например величин, физические не существующих для данной конфигурации сети и текущего режима. На втором этапе выполняется оценка параметров режима и определение суммарной ошибки по формуле (3). В случае превышения допустимой ошибки для выбранной сети выполняется поиск узлов, где ошибка по параметру выше порогового значения. В таких узлах увеличивается коэффициент среднеквадратического отклонения измеряемой величины  $\sigma$  и выполняется повторная оценка параметров режима.

#### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате математического моделирования электрической сети с искусственно введенными ложными данными телеметрических измерений показана возможность выявления умышленно измененных данных с помощью оценки параметров режима. Предложены критерии определения недостоверных данных и методика выявления узлов, подвергшихся несанкционированному вмешательству.

В ходе дальнейших исследований необходимо определить критерии обнаружения комплексных ложных данных, включающих несколько параметров.

#### Список литературы

- [1] Liu Y., Ning P., Reiter M.K. False data injection attacks against state estimation in electric power grids // ACM Conference on Computer and Communications Security. – 2009. – P. 21–32.
- [2] Monticelli A. State Estimation in Electric Power Systems. A Generalized Approach. – Kluwer Academic Publishers, 1999.
- [3] Zimmerman R.D., Murillo-Sanchez C.E., Thomas R.J. Matpower: Steady-state operations, planning and analysis tools for power systems research and education // Power Systems, IEEE Transactions on. – 2011. – Vol. 26(1). – P. 12–19.

# Особенности регулирования частоты при выделении энергорайона с парогазовой установкой

М.К. Мурашкин<sup>1</sup>, О.Ю. Малоземова<sup>1,2</sup>, П.В. Чусовитин<sup>1,2</sup>, П.А. Парамонов<sup>2</sup>, А.В. Паздерин<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ФГАОУ ВО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

<sup>2</sup>Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Урала

Екатеринбург, Россия

murashkinmk@yandex.ru

Доля ПГУ в энергосистеме России, а также других стран с каждым годом увеличивается в связи с высокой маневренностью и экономичностью этих установок. Однако вопрос реакции данного типа оборудования на отклонения частоты является не до конца изученным. Особенности технологического процесса ПГУ накладывают некоторые ограничения на выдаваемую мощность при отклонениях частоты. Особенно это сказывается при выделении ПГУ на изолированную работу, так как в этом случае частота может значительно отличаться от номинальной. Поэтому требуется уделять внимание исследованию характеристик систем регулирования и разработке мер по их улучшению. Это позволит снизить объем управляющих воздействий, что обеспечит повышение надежности работы энергосистем и электроснабжения потребителей.

*Ключевые слова: парогазовая установка, газовая турбина, изолированная работа, регулирование частоты.*

## Special aspects of frequency control under power system with combined cycle power plant islanding

M.K. Murashkin<sup>1</sup>, O.Yu. Malozemova<sup>1,2</sup>, P.V. Chusovitin<sup>1,2</sup>, P.A. Paramonov<sup>2</sup>, A.V. Pazderin<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Ural Federal University n. a. the first President of Russia B.N. Yeltsin

<sup>2</sup>System Operator Branch IDO of Ural, Ekaterinburg

Russian Federation

murashkinmk@yandex.ru

The share of combined cycle power plants (CCPP) increase in Russian and other power systems every year. It is connected with its high maneuverability and economical efficiency. However, question of the units response is learned not enough. The specific features of CCPP technological process impose some restrictions on the power output under frequency events. It is the most important when CCPP switch on the isolated mode, as in this case frequency can highly deviate from the nominal value. So it is important to give attention to research the control system characteristics and the development of measures for its improving. It allows to decrease the control actions of emergency protection, that assures the higher robustness of power system operation.

*Keywords: combined cycle power plant, gas turbine, isolated operation, frequency control.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время парогазовые установки (ПГУ) широко применяются в Российской и зарубежных энергосистемах. Это связано с их высоким КПД. Например, ПГУ на природном газе обладают КПД более 58 %. Такие установки имеют особые конструкции основного и вспомогательного оборудования, которые существенно влияют на переходные процессы с понижением частоты.

Особенно это сказывается в изолированных энергосистемах, в которых преобладают ПГУ. Изменение частоты в результате аварийных ситуаций в таких системах может быть довольно значительным, что влияет на поведение турбоагрегатов.

Таким образом, необходима разработка систем регулирования, которые учитывают эти особенности ПГУ.

### II. ОПИСАНИЕ МОДЕЛИ

Парогазовая установка состоит из двух основных частей: газовой и паровой турбин. В переходных процессах

(ПП) в регулировании частоты участвует в основном газовая турбина. Это связано с тем, что паровая турбина работает на скользящих параметрах и ее режим работы зависит от режима работы газовой турбины.

#### A. Описание работы газовой турбины

Рассмотрим принцип работы газовой турбины. Схема газовой турбины представлена на рис. 1. Воздух для поддержания процесса горения под давлением, создаваемым компрессором, подается в камеру сгорания и смешивается с топливом. Далее топливно-воздушная смесь сгорает в камере.

Процесс сжатия воздуха происходит в компрессоре, между входом 1 и выходом 2. Процесс горения происходит в камере сгорания, между точками 2 и 3. Далее расширение горячих газов в турбине, между точками 3 и 4, производит работу на валу турбины.

Температура на входе в турбину (Т3) является наиболее высокой в цикле, и в качестве нее можно принимать температуру горячего газа, входящего в турбину. На практике эту температуру необходимо поддерживать ниже

определенного ограничения, чтобы продлить жизненный цикл горелочного аппарата.

Однако эту температуру очень сложно измерять, так как установка термопар с малым временем отклика в эту часть турбины практически не возможна, и не существует определенной точки, в которой нужно измерять температуру. Необходимые точки измерения распределены вдоль камеры сгорания. Поэтому общей практикой является измерение температуры на выходе из турбины (Т4). Путем регулирования температуры Т4 температура Т3 поддерживается ниже установленной границы.

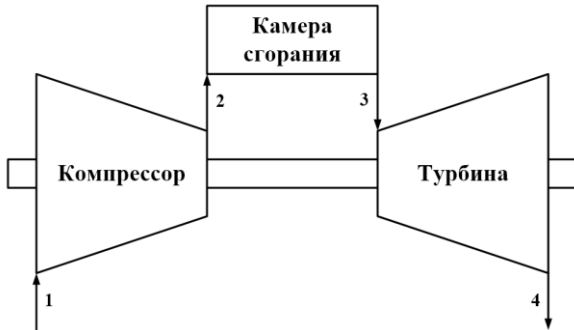


Рис. 1. Принцип работы газовой турбины

Рассмотрим режим работы турбины при максимальной температуре Т3, что для ПГУ соответствует режиму работы с номинальной нагрузкой. Если температура наружного воздуха возрастет или скорость вращения снизится, это приведет к уменьшению потока воздуха через компрессор и турбину, ухудшив тем самым тепловой режим работы турбины. Чтобы не превысить ограничение по температуре Т3, необходимо снизить подачу топлива, сжигаемого в камере, что приведет к снижению выдаваемой мощности.

Таким образом, выдаваемая мощность газовой турбины зависит от температуры наружного воздуха и скорости компрессора. Этот достаточно сложный термодинамический процесс для задачи моделирования переходных процессов в энергосистеме можно упростить до описания с помощью системы алгебраических уравнений.

### В. Описание модели

Модель газовой турбины, представленная на рис. 2, сделана с учетом особенностей, описанных выше. Частота турбины и уставка по мощности являются входными сигналами. Выходной сигнал – это мощность турбины.

При отклонении частоты блок регулятора скорости подает сигнал об изменении уставки по мощности. Блок «Min» выбирает минимальное ограничение от сигнала регулятора скорости или сигнала ограничения по тепловому режиму. Далее блок топливной системы задает количество топлива. Учитывая запаздывание производительности компрессора, момент турбины находится в блоке F1 по формуле

$$F1 = 1,3 \cdot (W_f + 0,23) + 0,5 \cdot (1 - \omega). \quad (1)$$

Выходная мощность турбины определяется умножением момента турбины на частоту вращения турбины.

В блоке F2 определяется температура на выходе турбины по формуле

$$F2 = (1/[1 - 0,005 \cdot (15 - Ta)]) \times \\ \times ((TC - 453 \cdot (\omega^2 - 4,21 \cdot \omega + 4,42) \cdot 0,82 \cdot (1 - W_f)) + 722 \times \\ \times (1 - \omega) + 1,94 \cdot (MaxIGV - IGV)). \quad (2)$$

Далее определяется температура на выходе из турбины с учетом объема воздуха из компрессора. Она фиксируется блоком измерения температуры, который учитывает время реакции термопары и задержку времени защитного экрана, который защищает термопару от высоких температур. Измеренная температура сравнивается с допустимой. Если температура выше допустимой, блок регулятора температуры подает сигнал на уменьшение подачи топлива с целью уменьшить температуру газов в турбине.

Компрессор имеет возможность изменения угла поворота лопаток направляющего аппарата с целью изменения объема выходящего воздуха. И, в зависимости от температуры на выходе из турбины, регулятор положения лопаток изменяет угол наклона лопаток, стремясь сохранить температуру на выходе турбины на номинальном уровне для достижения максимальной эффективности ПГУ. Блок F3 определяет объем воздуха в зависимости от положения лопаток и частоты турбины по формуле

$$F3 = \omega \cdot [519 / (Ta + 460)] \cdot Ligv^{0,257}. \quad (3)$$

Блок F4 определяет функциональную зависимость величины допустимого превышения температуры на выходе из турбины в зависимости от положения лопаток компрессора и частоты вращения турбины. Допустимости перегрева определяются техническими характеристиками оборудования. При текущем моделировании перегрев был запрещен.

Характеристики ПГУ представлены в таблице.

ХАРАКТЕРИСТИКИ МОДЕЛИ

Параметр	Значение
Коэффициент статизма $K_{dtp}$	25
Постоянная времени АРС $T_{dtp}$	0,05 с
Задержка регулятора топлива $T_{fd}$	0,0625 с
Постоянная времени позиционера клапана $T_v$	0,005 с
Задержка топливной системы $T_f$	0,4 с
Максимальное количество топлива $fl\_max$	0,7692 о.е.
Минимальное количество топлива $fl\_min$	0,15 о.е.
Задержка реакции сгорания $E_{cr}$	0,01 с
Постоянная времени компрессора $T_c$	0,1 с
Задержка на транспорт отходящего пара $E_{td}$	0,01 с
Постоянная времени регулятора температуры $E_t$	450 с
Коэффициент усиления регулятора температуры $K_{tc}$	3,3 с
Постоянная времени термопары $T_{tr}$	0,5 с
Пропорциональный коэффициент защитного экрана $K_{rs}$	0,8 с
Интегральный коэффициент защитного экрана $K_{ri}$	0,2
Постоянная времени защитного экрана $T_{rs}$	15 с
Постоянная времени регулятора положения лопаток $T_d$	20 с
Коэффициент усиления регулятора положения лопаток $K_l$	4
Постоянная времени привода положения лопаток $T_l$	3 с
Максимальное положение лопаток $ig\_max$	1
Минимальное положение лопаток $ig\_min$	0,46
Номинальная температура выходных газов $T_C$	950 F

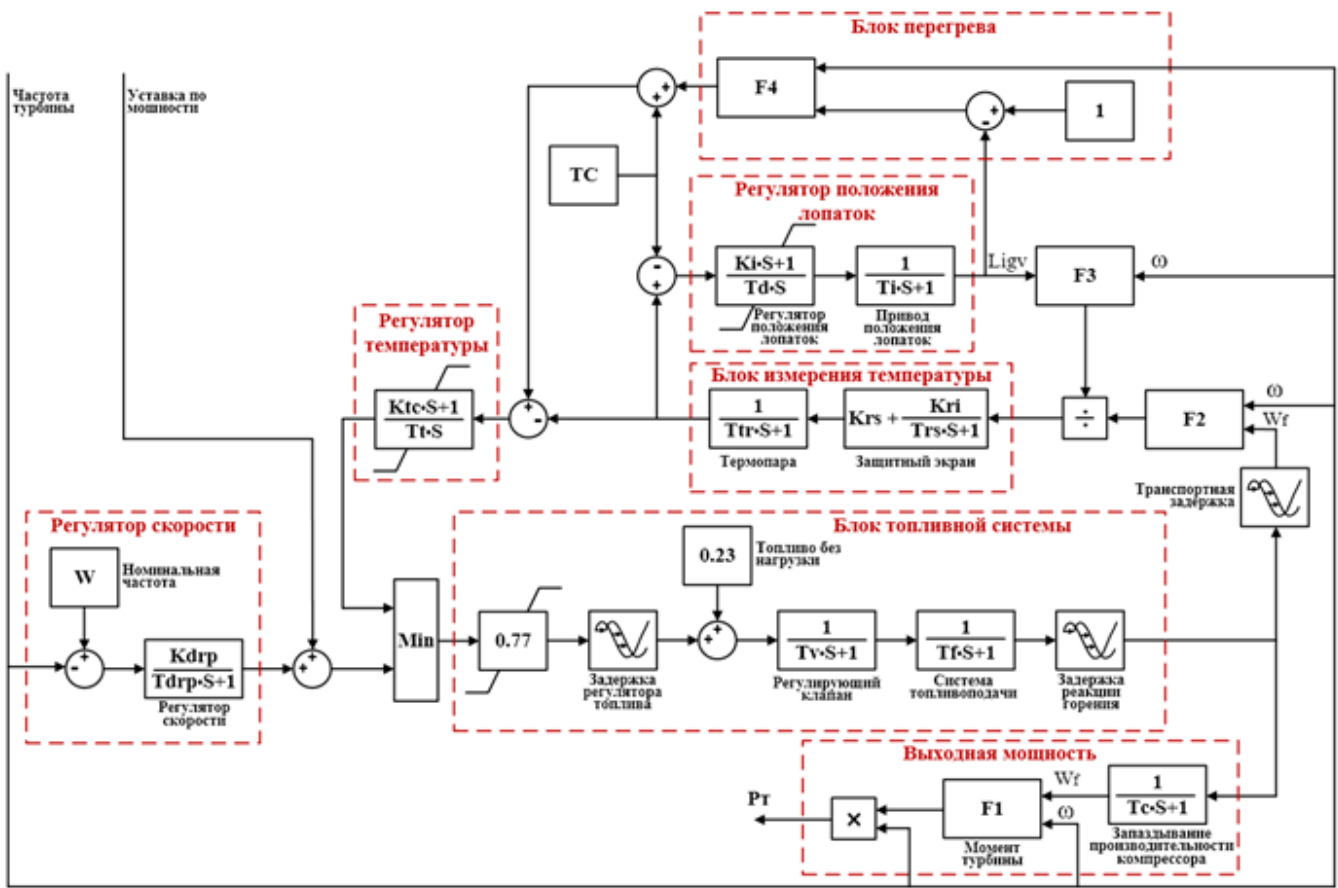


Рис. 2. Модель газовой турбины

Таким образом, модель учитывает все основные процессы, протекающие в газовой турбине. Она подключается к модели генератора и включается в сеть. Более подробно модель газовой турбины описана в источнике [2].

С. Описание тестовой сети

Модель ПГУ была помещена в районе, показанном на рис. 3. Тестовая сеть содержит генератор 1 (Г1), генератор 2 (Г2), эквивалент электроэнергетической системы (ЭЭС) и два узла нагрузки ( $P_{н1}$  и  $P_{н2}$ ). Точка отделения района показана красной линией.

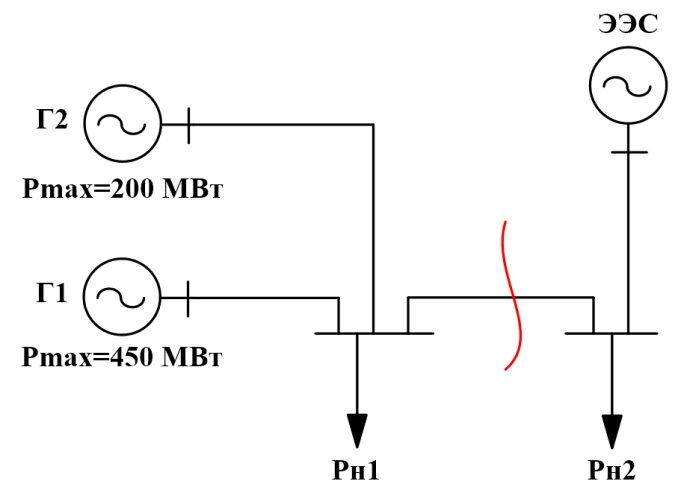


Рис. 3. Тестовая схема сети

При тестировании Г1 имеет номинальную мощность 200 МВт и моделируется как традиционная партурбинная установка (ПТУ), Г2 имеет номинальную мощность 450 МВт и моделируется как ПТУ или ПГУ, в зависимости от эксперимента. Нагрузка  $P_{н1}$  изменялась в каждом тесте с целью изменения дефицита мощности при отделении района. Нагрузка  $P_{н2}$  во время тестов была постоянна и равна 1200 МВт. Регулирующий эффект нагрузки принят равным 2 о.е.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТОВ

Для определения реакции ПГУ на отклонение частоты были смоделированы несколько режимов работы ПГУ. Загрузка генератора Г1 в доаварийном режиме равна 360 МВт. Загрузка генератора Г2 равна 100 МВт. Район отделяется от системы с дефицитом 55, 105 и 155 МВт, нагрузка  $P_{н1}$  при этом равнялась 515, 565 и 615 МВт соответственно. После отключения связи частота в районе начинает уменьшаться, отклонение частоты до определенного уровня накладывает ограничения по тепловому режиму на выдаваемую мощность ПГУ.

Во всех тестах поведение ПГУ сравнивалось с поведением традиционной ПТУ при одинаковых начальных условиях.

Выделение района происходило в момент времени, равный 5 с. Результаты экспериментов представлены на рис. 4. При данных параметрах системы ограничения по тепловому режиму возникают при отделении района с дефицитом более 50 МВт.



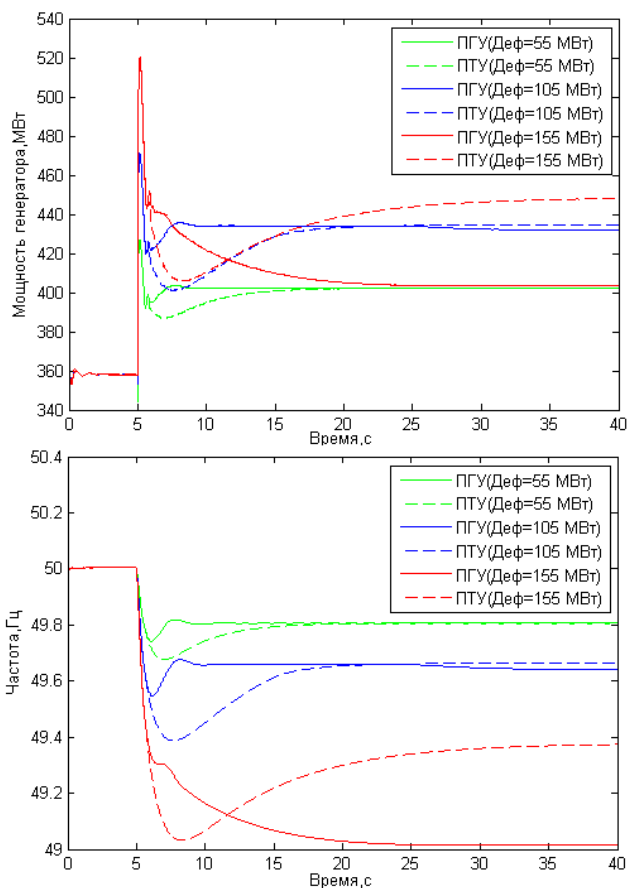


Рис. 4. Результаты экспериментов

Как видно из результатов эксперимента, если отклонение частоты не велико и ограничения по тепловому режиму не наступают, выдаваемая мощность ПГУ и ПТУ устанавливается на одном уровне, однако из-за высокой маневренности ПГУ быстрее набирает мощность, вследствие чего частота во время ПП снижается меньше.

При более значительном дефиците мощности в районе ПГУ быстрее набирает мощность, но из-за возникновения ограничения по тепловому режиму далее уменьшает выдаваемую мощность. На рис. 5 показан сигнал на подачу топлива с учетом ограничения по тепловому режиму для случая с дефицитом 155 МВт.

Как видно из рис. 5, регулятор скорости подает сигнал на увеличение топлива, но при этом регулятор температуры накладывает ограничение на подачу топлива. Установившееся значение частоты в таком случае существенно ниже, чем в случае с ПТУ. Это влияет на качество электроснабжения потребителей в районе, следовательно, необходимы меры для уменьшения последствий изменения частоты.

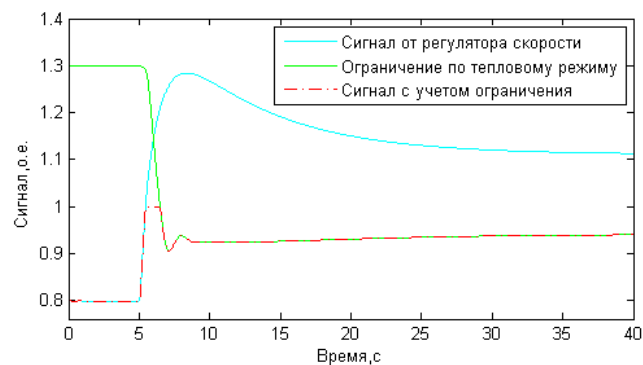


Рис. 5. Сигнал на подачу топлива

#### IV. МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ СНИЖЕНИЯ ЧАСТОТЫ

Один из возможных методов снижения ограничения мощности по тепловому режиму заключается в разрешении превышения температуры на выходе из турбины выше номинальной. Для этого необходимо рассматривать допустимые диапазоны рабочих температур от производителей, и, в зависимости от текущего состояния параметров установки, увеличивать допустимую температуру. На рис. 2 возможность перегрева реализуется с помощью блока F4. Но чаще всего в номинальном режиме установка уже работает на предельных параметрах и запас по допустимой температуре не велик.

Более эффективным способом избежать ограничений по тепловому режиму является особый алгоритм управления мощностью турбины в случаях, связанных с сильным падением частоты. Но таких методов не существует в настоящее время, и их необходимо разработать.

#### V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Из полученных результатов моделирования видно, что поведение ПГУ при понижении частоты отличается от традиционных ПТУ из-за возникновения ограничений по тепловому режиму. Это оказывает серьезные последствия на потребителей в случае аварийных ситуаций. Будущая работа будет направлена на разработку специальных алгоритмов управления для ПГУ с целью уменьшения этих последствий.

#### Список литературы

- [1] Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. – М.: МЭИ, 2009. – 584 с.
- [2] Meegahapola L. Characterisation of gas turbine dynamics during frequency excursions in power networks, IET Generation // Transmission & Distribution. – 2014. – Vol. 8(10). – P. 1733–1743.
- [3] Meegahapola L., Flynn D. Gas turbine modelling for power system dynamic simulation studies // Power Factory Applications for Power System Analysis / Francisco M. Gonzalez-Longatt, José Luis Rueda (ed.). – Springer, Cham, Switzerland, 2014. – P. 175–195.
- [4] IEEE Power & Energy Society, Dynamic models for Turbine-Governors in Power System Studies, Technical report PES-TR1, Jan 2013.



# Идентификация статических характеристик узлов нагрузки электрической сети по напряжению в переходных процессах

Д.А. Мышлянников, А.Г. Фишов  
Новосибирский государственный технический университет  
Новосибирск, Россия  
myshlyannikov@mail.ru

В настоящее время при автоматическом и оперативном управлении режимами энергосистем, а также в задачах, связанных с проектированием и эксплуатацией ЭС, важное значение придается использованию достоверных статических характеристик нагрузки (СХН) по напряжению (частоте) узлов электрической сети, отражающих адекватную реакцию нагрузки на изменение уровня напряжения в электрической сети в статических режимах. Получение достоверных СХН возможно только в результате проведения активных натурных экспериментов на реальных объектах электрической сети в ЭС, что требует их тщательного планирования и является дорогостоящим и трудноосуществимым мероприятием.

Необходимы новые методы и алгоритмы идентификации (определения) характеристик нагрузки. В работе предлагается один из таких методов, основанный на получении СХН из динамических процессов путем их аппроксимации на стадии затухания электромеханических колебаний в узлах нагрузки при наступлении интервала стационарности (однородности) процессов и послеаварийного установившегося (квазиустановившегося) режима ЭС. При этом рассматриваются динамические процессы, сопровождающиеся скачками (провалами) напряжения в узлах сети в результате действия спорадических возмущений в электрической сети, таких как удаленные короткие замыкания, отключение и включение различных элементов ЭС (генераторов, трансформаторов, линий электропередач), происходящих в эксплуатационных режимах ее работы.

*Ключевые слова:* статическая характеристика нагрузки, узел нагрузки электрической сети, идентификация параметров, метод активного эксперимента, пассивный эксперимент, переходный процесс, спорадическое возмущение в электрической сети, аппроксимация, прогнозирование реакции нагрузки.

## Identification of static load characteristics of power grid under voltage in transition processes

D.A. Myshlyannikov, A.G. Fishov  
Novosibirsk State Technical University  
Novosibirsk, Russian Federation  
myshlyannikov@mail.ru

Currently in automatic mode and the operational management of energy systems, as well as tasks related to the design and operation of ES, the importance attached to the use of reliable static load characteristics (SKHN) voltage (frequency) of the electric network nodes reflecting adequate response to load changes level of voltage in the electrical network in static mode. Obtaining reliable SKHN only possible result of the reactive field experiments on real objects mains in ES, which requires them to thoroughly be planning and is costly and difficult to implement the event.

We need new methods and algorithms for the identification (determination) load characteristics. The paper proposes one such method, based on the receipt of SKHN dynamic processes through their approximation to the stage damping of electromechanical oscillations in the nodes load upon the occurrence of the stationary interval (homogeneity) processes and disaster steady (quasi-steady) ES mode. At the same time considered a dynamic processes, accompanied by a jump (failures), the voltage at the network nodes as a result of sporadic disturbances in the electrical network, such as remote short-circuit, opening and closing of the various elements ES (generators, transformers, power lines), taking place in the operating conditions of its work.

*Keywords:* static load characteristics, power grid load unit, parameter identification, experimental method of active, passive experiment, transient, occasional disturbance in the electric network, approximation, forecasting load reaction.

### I. ВВЕДЕНИЕ

За последнее время появляется растущая потребность в определении статических характеристик нагрузки (СХН) по напряжению (частоте) узлов электрической сети, энергоузлов, энергорайонов, энергообъединения в целом, а также характеризующих их коэффициентов крутизны

(регулирующих эффектов нагрузки), использующихся при автоматическом и оперативном управлении режимами электроэнергетических систем, а также при решении задач проектирования и эксплуатации ЭЭС.

Актуализация получения таких характеристик и их параметров объясняется усложнением условий и режимов ЭЭС, повышением требований к управлению ими.

Использование недостоверных статических характеристик и параметров приводит к избыточности управляющих воздействий противоаварийной автоматики и, в конечном счете, к снижению надежности и эффективности энергосистемы в целом. Поэтому возникает потребность в корректировке (уточнении) статической модели нагрузки в виде СХН, повышении ее адекватности.

Знание достоверных статических характеристик нагрузки (СХН) по напряжению (частоте) узлов электрической сети, энергоузлов, энергорайонов, энергообъединения в целом, а также их коэффициентов крутизны (регулирующих эффектов нагрузки) необходимо при автоматическом и оперативном управлении режимами электроэнергетических систем, а также при решении задач проектирования и эксплуатации ЭЭС.

Их влияние существенно при определении ограничений (предельных значений МДП и АДП) по передаваемой мощности электрической сети, что способствует эффективному использованию ее пропускной способности. Также СХН важны при расчетах и анализе установившихся и переходных режимов, определении предельных режимов энергосистем, ограничений при планировании и управлении режимами, оперативном регулировании частоты и напряжения в послеаварийных установившихся (квазиустановившихся) режимах, выборе управляющих воздействий противоаварийной автоматики, планировании режимов энергообъединений, анализе динамических процессов.

В данной работе исследуется возможность идентификации СХН узлов электрической сети по напряжению по результатам регистрации и обработки переходных процессов.

Цель работы заключается в разработке метода и алгоритмов определения СХН узлов нагрузки электрической сети по данным регистрации и обработки переходных процессов, происходящих в результате спорадических возмущений электрической сети в режимах ее эксплуатации. Предполагается получение как коэффициентов крутизны (регулирующих эффектов нагрузки по напряжению), так и собственно СХН.

Необходимо отметить, что СХН весьма разнообразны (существуют статические характеристики узлов нагрузки, энергоузлов, а также энергосистемы и энергообъединения в целом). Кроме того, СХН узлов нагрузки не являются постоянными, а изменяются при изменении их состава, режимов.

## II. МОДЕЛИРОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С УЗЛАМИ НАГРУЗКИ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ИХ СХН

Динамические процессы получались путем моделирования режимов простых энергосистем с узлами комплексной нагрузки в программах MatLab/Simulink

При этом:

- синхронные машины (генераторы) моделировались уравнениями Парка – Горева с учетом действия АРВ;
- часть узлов нагрузки моделировалась статическими характеристиками; крупная двигательная нагрузка учитывалась динамическими моделями отдельных асинхронных двигателей;
- аварийные возмущения моделировались включением-отключением шунтов КЗ и отключением элементов схемы (генераторов, линий, трансформаторов) с учетом реального времени событий.

На рис. 1 приведена простейшая схема электрической сети с исследуемым крупным узлом комплексной нагрузки, которая питается непосредственно от шин подстанции (ШБМ) по двухцепной линии электропередачи. Нагрузка содержит, помимо статической составляющей (шунта постоянной проводимости), также двигательную нагрузку в виде асинхронных и синхронных двигателей.

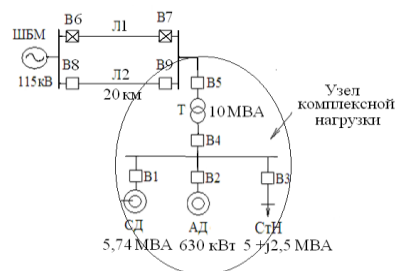


Рис. 1. Тестовая схема распределительной электрической сети с узлом нагрузки с асинхронным двигателем (АД) для исследования статических характеристик узлов нагрузки

## III. МЕТОДЫ ПОЛУЧЕНИЯ СХН УЗЛОВ НАГРУЗКИ И ИХ КРУТИЗНЫ ИЗ ДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

### A. Получение СХН узлов нагрузки по напряжению из квазиустановившихся послеаварийных режимов

Статические характеристики могут быть определены на стадии затухания электромеханических переходных процессов в узлах нагрузки при наступлении послеаварийного квазиустановившегося режима. Изменения режимных параметров (напряжения, мощности нагрузки) при этом примерно соответствуют ее статическим характеристикам.

На рис. 2 и 3 приведены переходные процессы изменения напряжения и активной (реактивной) мощности на шинах нагрузки с асинхронным двигателем при удаленном трехфазном КЗ.

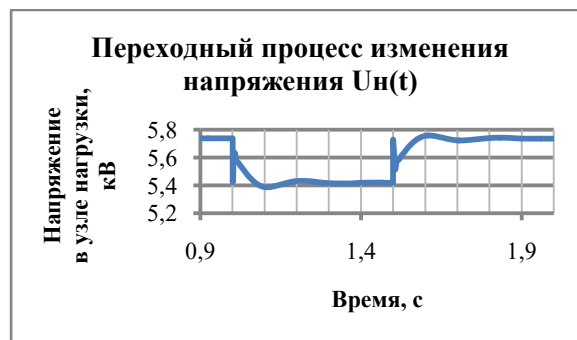


Рис. 2. Переходные процессы изменения напряжения  $U(t)$  в узле нагрузки с асинхронным двигателем при проходящем в электрической сети удаленном трехфазном КЗ

На рис. 4 представлена эталонная статическая характеристика нагрузки узла с асинхронным двигателем для реактивной мощности. Точки эталонной СХН получены методом активного эксперимента путем принудительного изменения в сторону уменьшения и увеличения напряжения с высокой стороны трансформатора (рис. 1), что приводит к изменению напряжения и мощности на шинах подстанции, питающей узел нагрузки. Уравнение аппроксимирующего полинома также приведено на рис. 4.

Также на этом рисунке показаны точки СХН по напряжению, полученные по изменениям напряжения и мощности в квазиустановившемся послеаварийном режиме.

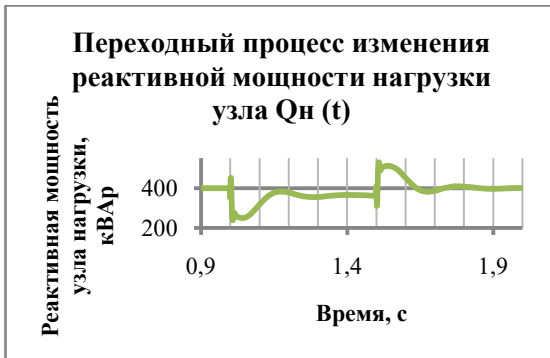


Рис. 3. Переходные процессы изменения активной и реактивной мощностей  $P(t)$ ,  $Q(t)$  в узле нагрузки с асинхронным двигателем при проходящем в электрической сети удаленном трехфазном КЗ

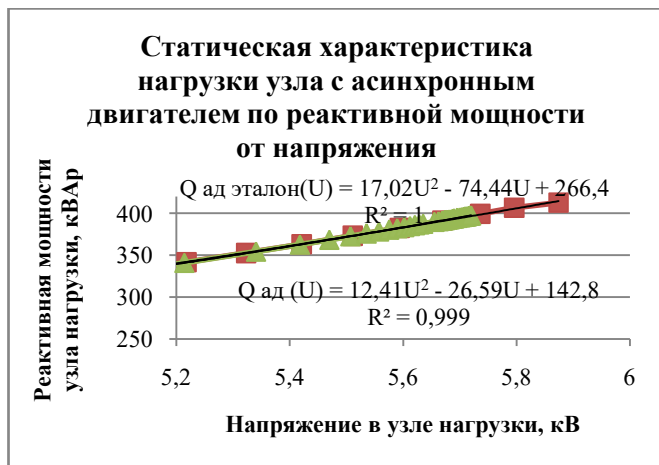


Рис. 4. Идентичность СХН нагрузки узла с асинхронным двигателем, полученная в результате имитационного активного эксперимента и по изменениям напряжения в квазиустановившемся послеаварийном режиме

Таким образом, из переходных процессов путем выделения окна идентификации с квазиустановившимся характером изменения режима возможно получение СХН нагрузки.

Поскольку в реальной энергосистеме послеаварийных (квазиустановившихся) состояний (режимов) достаточно много, то статические характеристики и регулирующие эффекты нагрузки (коэффициенты крутизны) могут актуализироваться в каждом из них.

**В. Получение СХН узлов нагрузки из тренда аппроксимации электромеханических переходных процессов на фазовой плоскости**

В этом методе СХН получаются путем представления переходного процесса (изменения напряжения, мощности

нагрузки)  $U = f(t)$  и  $P, Q = f(t)$  в фазовой системе координат  $P = f(U)$  и  $Q = f(U)$  с исключением промежуточного параметра – времени и выявлением монотонной составляющей процесса.

Рассмотрим фазу динамического (электромеханического) процесса в узле нагрузки с эквивалентным асинхронным двигателем, не содержащую коммутаций электрической сети.

На рис. 5 представлены фазовые портреты изменения активной и реактивной мощности узла нагрузки в данном переходном процессе с выделением их монотонной составляющей при аппроксимации.

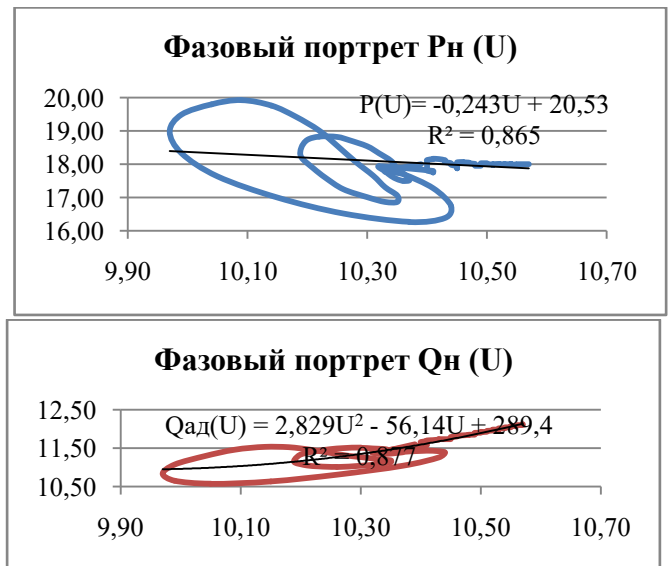


Рис. 5. Фазовые портреты переходных процессов изменения активной и реактивной мощностей в функции от напряжения для узла нагрузки с эквивалентным асинхронным двигателем при отключении части генерации, расположенной вблизи узла нагрузки

На рис. 6 приведены эталонные статические характеристики нагрузки узла с асинхронным двигателем, полученные в результате проведения имитационного активного эксперимента по снятию статических характеристик и путем выделения монотонной составляющей из аппроксимации фазовых портретов переходных процессов на интервале постоянства структуры системы.

**С. Получение СХН узлов нагрузки из аппроксимации электромеханических переходных процессов на небольших интервалах времени**

Для получения СХН узла предлагается использовать нелинейную аппроксимацию переходных процессов в узле нагрузки по их виду (апериодический, колебательный) со свободными и вынужденными составляющими. СХН определять из вынужденных составляющих для мощности и напряжения. В этом методе возможно использование непродолжительных интервалов однородных переходных процессов (например, при проходящих удаленных КЗ) с последующим их прогнозированием на длительном интервале для получения СХН.

Результаты проведенных исследований доказали приемлемость получения СХН из динамических процессов в ЭЭС.

На рис. 7 представлено поведение исследуемого узла нагрузки с асинхронным двигателем электрической сети

(рис. 1) в фазной системе координат с указанием направленного движения в переходном процессе при проходящем удаленном коротком замыкании.

На графике 1 – скачок от начального установившегося режима к режиму КЗ, 2 – сам режим КЗ, 3 – скачок, вызванный повышением напряжения в момент ликвидации КЗ, 4 – процессы самозапуска АД.

Совместим приведенные на рис. 8 динамические характеристики со статическими характеристиками той же нагрузки. Последние получены в той же схеме при имитации медленного снижения напряжения нагрузки. Как видно из рис. 8, ось динамической характеристики и статическая характеристика имеют одинаковый статизм.

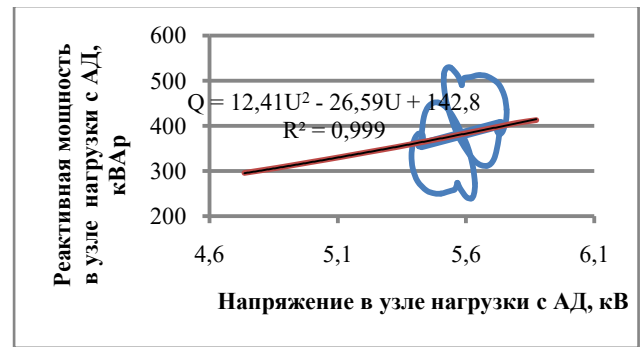


Рис. 8. Совмещение динамических характеристик нагрузки (ДХН) узла с асинхронным двигателем при удаленном трехфазном КЗ и статических характеристик нагрузки (СХН), полученных в MatLab/Simulink.

#### IV. ВЫВОДЫ

1. Переходные процессы в нагрузке затухают за время  $t = 1,5 \dots 3$  с, поэтому в послеаварийных режимах возможна фиксация значений мощности нагрузки, соответствующих ее статическим характеристикам, с последующим определением коэффициентов крутизны характеристик.

2. Однородность переходных процессов ограничивается (прерывается) применяемыми в настоящее время системами релейной защиты, автоматики, которые разделяют их на разные стадии, на каждой из которых возможно определение статических характеристик узлов нагрузки и их коэффициентов крутизны для состояний без изменения структуры сети.

3. Предлагаемые методы позволяют определять СХН и оценивать их коэффициенты крутизны путем обработки регистрограмм переходных процессов.

4. Предлагаемые методы определения статических характеристик и их коэффициентов крутизны могут быть распространены на энергоузлы, энергорайоны, энергосистему в целом.

#### Список литературы

- [1] Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Хачатрян Э.А. Устойчивость нагрузки электрических систем. – М.: Энергоиздат, 1981. – 208 с.
- [2] Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е. Применение математических моделей электрической нагрузки в расчетах энергосистем и надежности электроснабжения промышленных потребителей. – М.: ЭЛЕКС-КМ, 2008. – 248 с.
- [3] Калентиюнок Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем. – Минск: Техноперспектива, 2008. – 375 с.
- [4] Мышлянинов Д.А., Фишов А.Г. Использование спорадических нарушений режима электрической сети для определения крутизны статических характеристик узлов нагрузок // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2014. – № 3. – С. 176–180.
- [5] Горбунова Л.М., Портной М.Г., Рабинович Р.С. Экспериментальные исследования режимов энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 448 с.
- [6] Хрущев Ю.В. и др. Методика идентификации статических характеристик нагрузки по результатам активного эксперимента // Известия Томского политехнического университета. Техника и технологии в энергетике. – 2014. – Т. 325, № 4. – С. 164–175.
- [7] Панкратов А.В., Полищук В.И., Бацева Н.Л. Экспериментальное определение статических характеристик нагрузки электроэнергетических систем // Вестник ЮУрГУ. Энергетика. – 2015. – Т. 15, № 1. – С. 11–20. DOI:10.14529/power150102.

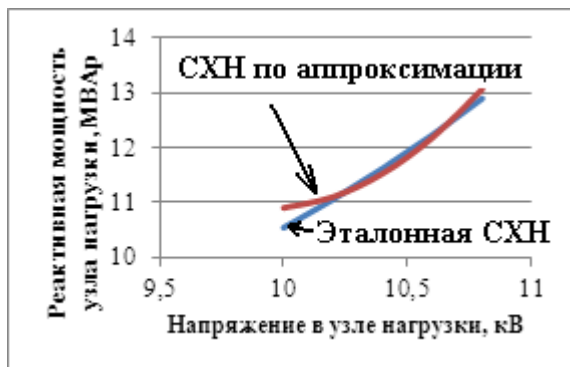
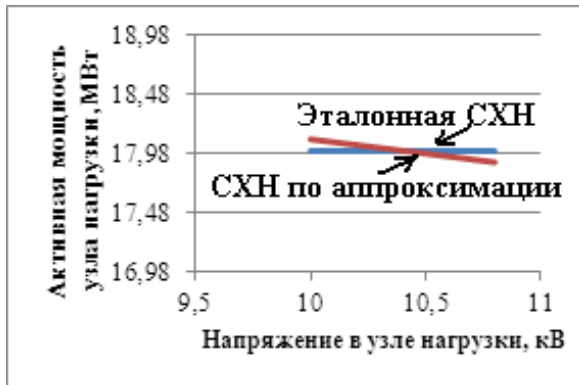


Рис. 6. Сопоставление эталонных статических характеристик нагрузки узла с асинхронным двигателем и характеристик, полученных из аппроксимации фазовых портретов переходных процессов

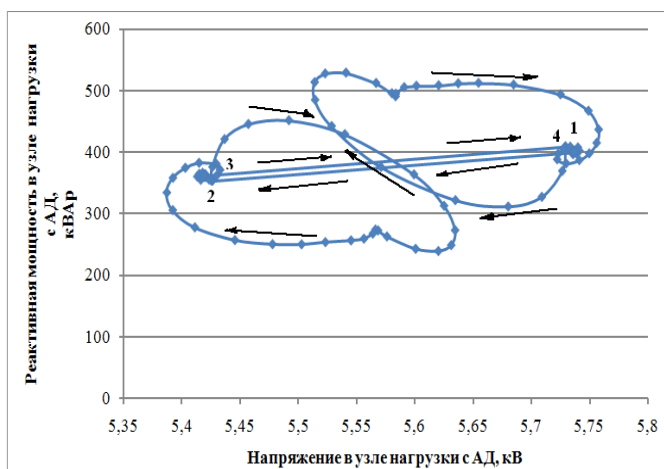


Рис. 7. Фазовые портреты переходных процессов для асинхронного двигателя в координатах изменения реактивной мощности и напряжения  $P_{r1}(U)$  при проходящем удаленном коротком замыкании

# Пути повышения точности прогнозирования электропотребления объединённой энергосистемы Сибири

Р.Б. Наумкин, И.В. Воронов  
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири  
Кемерово, Россия  
NaumkinRB@osib.so-ups.ru

Повышение точности планирования режима работы энергосистем может быть достигнуто применением современных многофакторных методов прогнозирования электропотребления. В работе предложена система факторов, применение которой позволяет повысить точность прогнозирования потребления электрической энергии и мощности энергосистемы. Разработана методика построения и построена прогнозная модель объединённой энергосистемы Сибири (и входящих в неё энергосистем), основанная на последовательном применении различных методов прогнозирования на разных этапах прогнозирования.

*Ключевые слова: прогнозирование, планирование режима, электропотребление, точность прогнозирования.*

## The ways to increase prediction accuracy of consumption integrated power system of Siberia

R. Naumkin, I. Voronov  
Integrated Dispatcher Control of Siberia, branch of «SO UPS»  
Kemerovo, Russia  
NaumkinRB@osib.so-ups.ru

Improving the accuracy of planning modes of power systems could be achieved using modern methods of multivariate prediction power consumption. There is system of factors, the application of which can improve the prediction accuracy of the consumption of power grid. The method of construction and predictive model united power system of Siberia (and its members), based on the sequential application of various forecasting methods at different stages of forecasting.

*Keywords: prediction, planning mode, power consumption, prediction accuracy.*

### I. ПРОБЛЕМАТИКА ВОПРОСА

При краткосрочном планировании режимов работы единой энергосистемы России Системный оператор опирается на собственный прогноз потребления электрической энергии и мощности. Повышение точности прогнозирования потребления электроэнергии и мощности позволяет повысить эффективность планирования режимов работы энергосистемы.

Существуют различные методы прогнозирования электропотребления, выбор которых обусловлен видом объекта потребления (электроприёмник, промышленное предприятие, энергосистема), требуемой точностью прогноза, временным диапазоном прогноза, масштабом и структурой электропотребления. При формировании прогноза потребления по энергосистеме для повышения точности необходимо обеспечить учёт ряда факторов, оказывающих влияние на величину точности прогнозирования.

### II. ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛИ ИСКУССТВЕННОЙ НЕЙРОННОЙ СЕТИ

С целью повышения точности прогнозирования было решено использовать модель прогнозирования электропо-

требления по территории операционной зоны Объединённого диспетчерского управления Сибири (ОДУ Сибири) на основе искусственных нейронных сетей (ИНС). Такое решение позволяет повысить степень адаптивности полученной модели, достичь хорошей обобщающей способности и обеспечить возможность установления сложных нелинейных зависимостей выходных параметров от входных.

Прогнозная модель реализована на основе многослойного персептрона, что позволяет обеспечить достаточную точность для прогнозирования электропотребления [1]. Обучение производилось с помощью метода обратного распространения ошибки, при котором распространение сигналов ошибки производится от выходов сети к её входам, в направлении, обратном прямому распространению сигналов в обычном режиме работы.

Выбор параметров модели искусственной нейронной сети: количество скрытых слоёв нейронов, количество нейронов в этих слоях, тип и характеристики функции активации, скорость и другие параметры процесса обучения – произведён с применением механизма генетического отбора. Такое решение позволяет отбросить входные параметры ИНС, использование которых приводит к снижению точности прогнозирования, а также выбрать опти-



мальную структуру нейронной сети. Недостатком генетического алгоритма является длительность экспериментального подбора параметров ИНС с необходимостью последующей апробации полученной сети на отдельном проверочном множестве.

Полученная с помощью механизма генетического отбора сеть отображена на рис. 1.

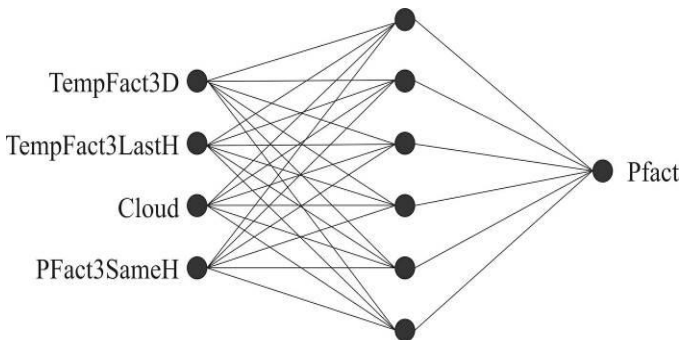


Рис. 1. Полученная модель искусственной нейронной сети

В качестве входных параметров прогнозной модели используются следующие факторы:

- статистические данные электропотребления за предыдущие периоды;
- прогнозные данные метеофакторов (температура воздуха, облачность);
- показатель, учитывающий инерционность изменения температуры.

Кроме того, прогнозирование осуществляется с учётом дополнительной информации:

- прогноза электропотребления на собственные нужды станций (СН) по результатам выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО);
- заявок субъектов оптового рынка электроэнергии и мощности по группам точек поставок потребления в случае высокой точности прогноза по данным предыдущих периодов.

Выходным параметром прогнозной модели служит прогнозное значение электропотребления. Для повышения точности прогнозирования и исключения случайных величин каждый час прогнозных суток рассматривается в отдельности – прогнозная модель состоит из 24 отдельных нейронных сетей. Экспериментальным путём в качестве одного из входных параметров выбрано среднее фактическое потребление электрической энергии за аналогичный час предыдущих 3 суток.

### III. ОСОБЕННОСТИ РАЗДЕЛЕНИЯ МОДЕЛИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПО ХАРАКТЕРНЫМ ДНЯМ

Применение единого алгоритма для прогнозирования электропотребления в разные дни недели отрицательно сказывается на точности прогнозирования, очевидно, что необходима разработка системы, описывающей особенности прогнозирования по характерным дням.

Для построения прогнозной модели по операционной зоне ОДУ Сибири был проведён анализ различий элек-

тропотребления по дням недели. Исследование проводилось по данным за последние 2 года, для исключения случайных возмущений и сглаживания сезонных факторов рассматривались средние значения. Результаты отображены на рис. 2 и в таблице. Обозначения в таблице:  $\Delta_{\text{ср}}$  – среднее значение отклонений потребления за каждый час от среднего потребления за аналогичный час в будние дни;  $\Delta_{\text{max}}$  – максимальное значение из отклонений потребления за каждый час от среднего потребления за аналогичный час в будние дни.

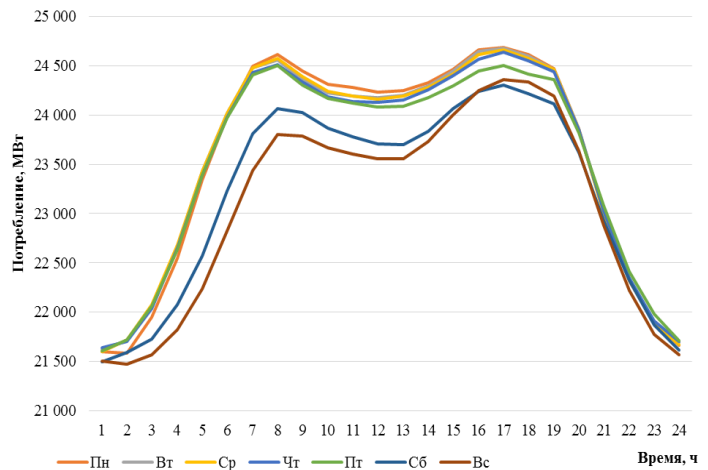


Рис. 2. Суточный график потребления ОЭС Сибири по дням недели

### ОТКЛОНЕНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ ОЭС СИБИРИ ПО ДНЯМ НЕДЕЛИ

	Пн.	Вт.	Ср.	Чт.	Пт.	Сб.	Вс.
$\Delta_{\text{ср}}, \%$	0,24	0,09	0,09	0,07	0,25	1,47	2,00
$\Delta_{\text{max}}, \%$	0,48	0,23	0,20	0,21	0,56	3,54	4,97

Как видно из рис. 2 и таблицы, характер нагрузки в пятницу, субботу и воскресенье отличен от остальных дней, и необходимо подбирать параметры нейронной сети с учётом данных особенностей.

### IV. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ СТАНЦИЙ

Потребление на собственные нужды зависит от следующих критериев: метеофакторов, состава включенного в работу генерирующего и котельного оборудования, загрузки генерирующего оборудования.

Для повышения точности прогнозирования в рассматриваемой прогнозной модели решено осуществлять прогноз потребления на собственные нужды станций отдельно от остальной части графика. На рис. 3 приведён суточный график потребления ОЭС Сибири по дням недели без учёта собственных нужд станций.

Как видно из рис. 3, при вычете собственных нужд станций из суммарного по энергосистеме потребления характер нагрузки сохраняется, однако вследствие отклонения параметров нагрузки в понедельник от средних значений в будние дни ( $\Delta_{\text{ср}} = 0,26 \%$ ,  $\Delta_{\text{max}} = 0,48 \%$ ) необходимо учитывать понедельник также как характерный день.

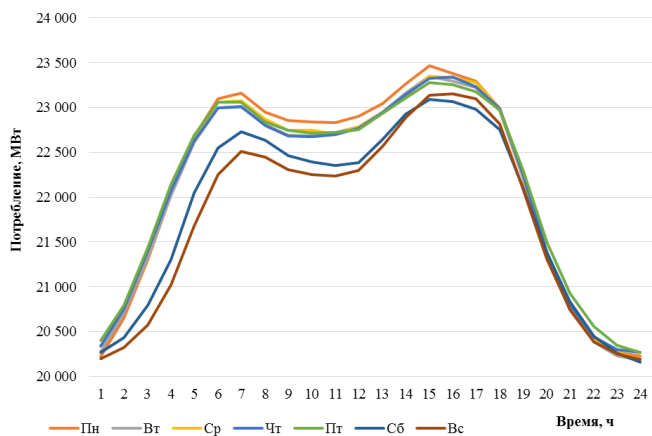


Рис. 3. Суточный график потребления ОЭС Сибири по дням недели без учёта собственных нужд станций

Для определения зависимостей электропотребления на собственные нужды станций от величины плановой выработки все станции операционной зоны ОДУ Сибири были разделены на следующие категории:

- ГЭС – потребление на СН составляет в среднем 1 % от выработки;
- блочные ТЭС – потребление на СН составляет в среднем 8 % от выработки;
- ТЭС с поперечными связями – потребление на СН составляет в среднем 24 % от выработки, что связано с меньшей единичной мощностью их агрегатов;
- станции предприятий – потребление на СН составляет в среднем 52 % от выработки (варьируется от 37 до 65 %), что связано с методикой расчёта – в различных схемах электроснабжения от шин собственных нужд могут быть запитаны электроприёмники, задействованные в технологическом процессе предприятия и не связанные с обеспечением собственных нужд станции в целях выработки электроэнергии; кроме того, для обеспечения технологического процесса предприятия требуется обеспечение горячего водоснабжения, что также увеличивает соотношение потребления на СН и выработки;
- прочие тепловые станции – потребление на СН составляет в среднем 14 % от выработки.

В среднем по всем станциям ОЭС Сибири потребление на СН составляет 16 % от выработки. Отдельно стоит выделить газотурбинные электростанции, включаемые в работу в случае нарушений нормального режима работы энергосистемы, проведения ремонтных работ, покрытия пиковых мощностей. Электропотребление на собственные нужды станций данного типа не изменяется от величины выработки, при прогнозировании учитывается только включение в работу генератора по результатам ВСВГО.

Результаты анализа показывают, что для станций с поперечными связями включение в работу генератора без изменения величины выработки электрической энергии не приводит к увеличению электропотребления на собственные нужды. Однако в случае увеличения выработки соответствующим образом изменяется и потребление на СН. Для станций блочного типа включение в работу генератора требует растопки котла и подготовки вспомогательного

оборудования, что увеличивает потребление на СН (в качестве примера на рис. 4 приведён случай пуска блока).

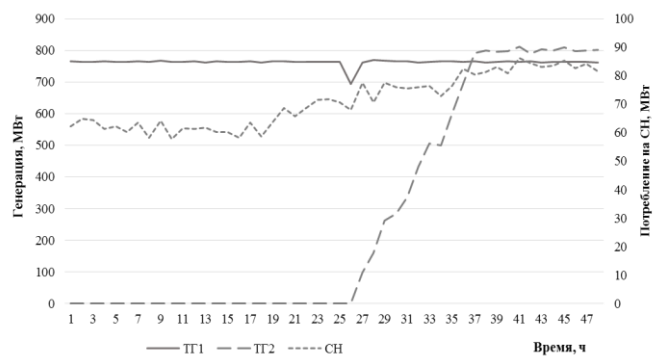


Рис. 4. Изменение выработки и потребления на СН при пуске блока

Как видно из рис. 4, рост потребления на собственные нужды станции при пуске энергоблока начинается за несколько часов до фактического включения генератора в сеть.

В то же время, при останове блока снижение потребления электроэнергии на собственные нужды происходит с меньшей инертностью (рис. 5).

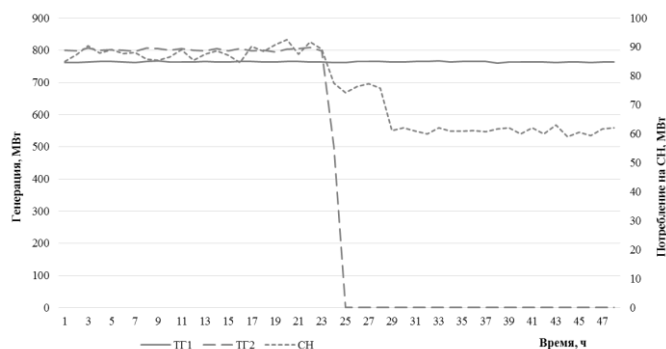


Рис. 5. Изменение выработки и потребления на СН при останове блока

## V. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ОБЪЕДИНЁННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ СИБИРИ

В настоящее время в Системном операторе прогнозирование электропотребления для целей краткосрочного планирования режима работы энергосистем осуществляется при помощи Программного обеспечения иерархической системы прогнозирования электропотребления для планирования режимов ЕЭС (ИСП) [2]. Прогнозирование электропотребления посредством ИСП производится на основе следующих данных:

- статистических данных электропотребления за предыдущие периоды;
- прогнозных данных метеофакторов (температура, облачность, осадки);
- среднемноголетних данных сезонных кривых для температуры.

Для оценки качества формирования прогноза по территориям операционной зоны ОДУ Сибири при помощи нейронной сети произведено сравнение с данными, полученными посредством ИСП. Оба прогноза формировались



в регламентные сроки суток  $X - 1$ , а в сутки  $X + 1$  оценивалось среднее отклонение прогнозных данных от факти-

ческих в процентах. Результаты сравнения приведены на рис. 6 – 8.

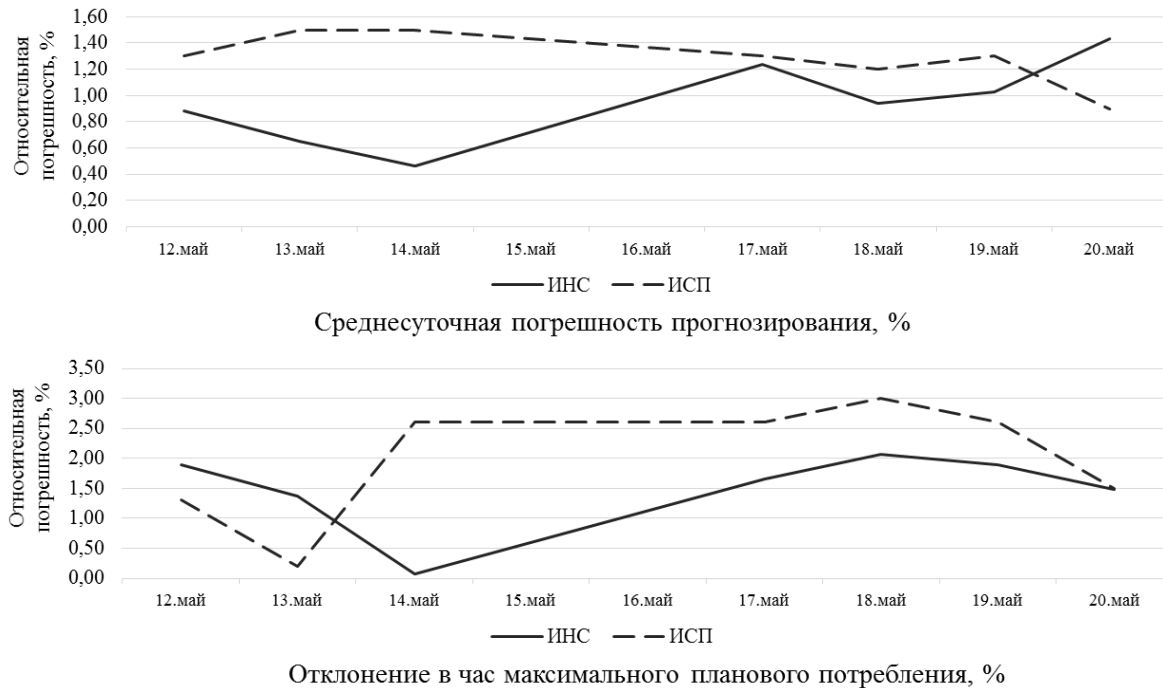


Рис. 6. Результаты по ОЭС Сибири в целом

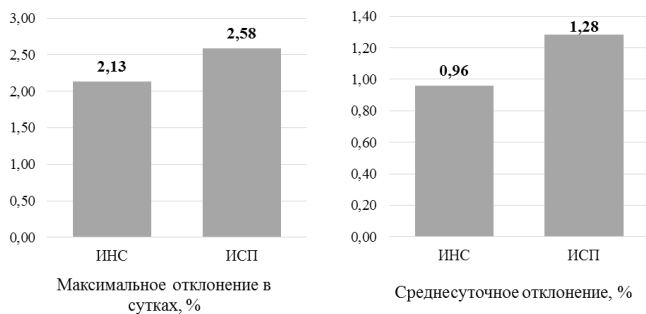


Рис. 7. Результаты по ОЭС Сибири в целом, средние значения

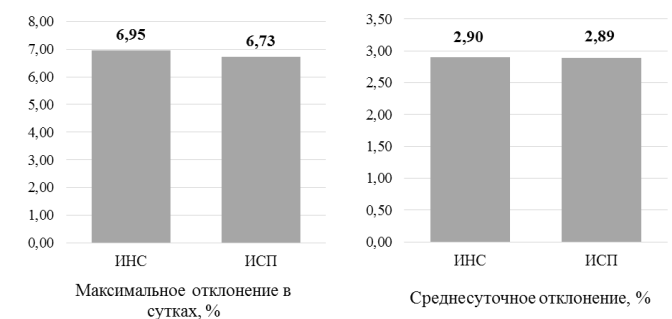


Рис. 8. Результаты по региональным ЭС, средние значения

Таким образом, в настоящее время точность прогноза, сформированного при помощи искусственной нейронной сети, сопоставима с точностью прогноза ИСП. Планируется работа по дальнейшей настройке модели нейронной сети с целью повышения точности прогнозирования.

## VI. ВЫВОДЫ

- Повышение точности планирования режима работы энергосистем может быть достигнуто применением современных многофакторных методов прогнозирования электропотребления, при этом перспективным является повышение точности прогнозирования электропотребления с помощью многоэтапного прогнозирования, с последовательным уточнением прогноза электропотребления с использованием наиболее оптимальных на каждом этапе прогнозирования методов прогноза.
- Предложена система факторов, оказывающая влияние на точность прогнозирования потребления электрической энергии и мощности энергосистемы.

- Разработана методика построения и построена прогнозная модель объединённой энергосистемы Сибири, включая входящие в неё энергосистемы, основанная на последовательном применении различных методов прогнозирования на разных этапах прогнозирования.
- Для повышения точности прогнозирования электропотребления требуется уточнение параметров искусственной нейронной сети, а также выбор индивидуальных критериев для построения прогнозных моделей для региональных энергосистем, входящих в ОЭС Сибири.

## Список литературы

- [1] Воронов И.В., Политов Е.А., Ефременко В.М. Обзор типов искусственных нейронных сетей и методов их обучения // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2007. – № 3. – С. 38–42.
- [2] Программное обеспечение иерархической системы прогнозирования электропотребления для планирования режимов ЕЭС. Версия 3.0. – Т 1. Руководство пользователя. – М., 2015. – 119 с.

# Повышение управляемости объединенных и автономных электроэнергетических систем по данным СМЩР

А.В. Недоливко<sup>1</sup>, А.Ю. Стогов<sup>2</sup>, А.Н. Беляев<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Северо-Запада, <sup>1,2,3</sup>СПбПУ

Санкт-Петербург, Россия

nedolivko@gmail.com, A.U.Stogov@gmail.com, andreymbelyaev@yandex.ru

Современное развитие измерительных средств, компьютерных технологий и систем глобального позиционирования позволяет использовать новый тип данных для электроэнергетической системы, таких как системы мониторинга переходных режимов (СМЩР) для координированного управления различными частями энергообъединений при развитии крупных системных аварий. До настоящего времени построение управления по параметрам переходного процесса – взаимным углам и скольжениям – представляло собой непростую техническую задачу. Благодаря внедрению СМЩР, параметры переходного процесса становятся доступными в режиме реального времени. Основной целью работы является обоснование необходимости применения дополнительного регулирования возбуждения и мощности генераторов электрических станций по данным систем мониторинга переходных режимов при управлении межсистемной электропередачей переменного тока и автономной ЭЭС с преобладающей двигательной нагрузкой для повышения уровня статической и динамической устойчивости.

Материалы и методы: 1) исследование целесообразности внедрения и выбор настроечных параметров обратных связей по взаимному углу и его производным в системах регулирования (АРВ и АРЧМ) на основе совместного расчета областей  $D$ -разбиения и собственных значений матрицы переменных состояния; 2) оценка влияния обратных связей по взаимным параметрам на динамическую устойчивость системы на основе совместного расчета переходных процессов и правила площадей.

Показано, что внедрение дополнительного регулирования по взаимным параметрам позволяет повысить уровень динамической устойчивости межсистемной электропередачей переменного тока и автономной ЭЭС с преобладающей двигательной нагрузкой в 1,5-2 раза. В автономной электроэнергетической системе совместное применение обратных связей по локальным и взаимным параметрам позволяет улучшить как аperiodическую (на 50 %), так и колебательную (почти в 2 раза) статическую устойчивость. В то же время для межсистемной электропередачи максимальные показатели статической устойчивости могут быть получены только регулированием по традиционным местным параметрам.

На основе расчетов статической и динамической устойчивости двухмашинной модели ЭЭС, упрощенного эквивалента межсистемной линии электропередачи 330 кВ Кольская АЭС – Карельская энергосистема – Киришская ГРЭС, а также автономной электроэнергетической системы с газотурбинным приводом и преобладающей двигательной нагрузкой обоснована необходимость применения систем регулирования по взаимным параметрам на основе данных мониторинга переходных режимов (WAMS/СМЩР).

*Ключевые слова: статическая устойчивость, динамическая устойчивость, система мониторинга переходных режимов (СМЩР), синхронный генератор, автоматический регулятор возбуждения, автоматический регулятор частоты и мощности.*

## Increase of interconnected and autonomous power system controllability on the basis of Wide Area Measurement Data

A.V. Nedolivko<sup>1</sup>, A.Yu. Stogov<sup>2</sup>, A.N. Belyaev<sup>3</sup>

<sup>1</sup>FGC UES, <sup>1,2,3</sup>SPbPU

St. Petersburg, Russia

nedolivko@gmail.com, A.U.Stogov@gmail.com, andreymbelyaev@yandex.ru

The current development of measurement tools, computer technologies and global positioning systems makes it possible to use WAMS data for a coordinated control of different parts of energy pools during large system failures. Current experience has allowed to identify some areas of practical application of this system, such as verification of power system digital models, monitoring of voltages at the nodes of the network, analysis of accidents, etc. For that reason, assessment of additional excitation and power/frequency control on the basis of measurements of mutual angles between synchronous machine rotors by using WAMS elements is considered in the paper to increase small signal and transient stability level in autonomous power system.

Materials and methods: 1) study of suitability and setting selection of additional feedbacks from WAMS data (phasors) in voltage and frequency control systems of the generator (AVR and PSS), gas turbine (AGC) and equivalent synchronous motor (AVR); 2) method of transient stability analysis allows to prove additional wide area control feedbacks and their parameters for different regulators (AVR, PSS, AGC) to enhance the system stability.

Application of additional wide area control feedbacks allows to increase transient stability level of AC interconnection and autonomous power system in 1.5-2 times. Small signal stability level is substantially increased by applying angle feedback in power system stabilizers of synchronous generators and AVR of motors as well as in gas turbine frequency control. Parameter optimization based on eigenvalue calculation and damping curve analysis allows to improve both aperiodic stability up to 50% and oscillatory one for more than twice. At the same time, application of traditional local parameters is enough to obtain maximum level of small signal stability for AC interconnection.

The integration of additional excitation and load-frequency control on the basis of wide area measurement system data application is validated in simple equivalent models of AC interconnection as well as 330 kV Kola-Karelian Interconnection and oil-field autonomous power system with dominant motor load by enhancing small signal and transient stability.

*Keywords: small signal stability, transient stability, wide-area measurement system (WAMS), synchronous generator, automatic voltage regulator (AVR), power system stabilizer (PSS), automatic governing control (AGC).*

## 1. ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день WAMS (от англ. «wide area measurement system»), или СМПП (система мониторинга переходных режимов), получила широкое распространение в энергетике многих стран мира [1, 2]. Опыт ее использования позволил выявить основные направления практического применения [3, 4], в числе которых верификация цифровых моделей энергосистем, мониторинг напряжений в узлах сети, анализ произошедших аварий и т. п.

До настоящего времени построение управления по параметрам переходного процесса – взаимным углам и скольжениям – представляло собой непростую техническую задачу. Это было связано главным образом с неточностью измерений указанных параметров, ненадежностью используемых каналов телепередачи вследствие повышенной загрузки другой необходимой информацией, а также из-за наведенных электромагнитных помех. Благодаря синхронности измерений в СМПП на сегодняшний день появляется возможность контролировать параметры, которые для задачи управления переходными режимами обладают наибольшей информативностью.

Основной целью работы является обоснование необходимости применения дополнительного регулирования возбуждения и мощности генераторов электрических станций по данным систем мониторинга переходных режимов при управлении межсистемной электропередачей переменного тока и автономной ЭЭС нефтегазодобывающего комплекса (НГДК) с преобладающей двигательной нагрузкой для повышения уровня статической и динамической устойчивости. При этом решаются следующие задачи:

1) исследование целесообразности внедрения и выбор настроечных параметров дополнительных обратных связей по взаимному углу и его производным в системах регулирования (АРВ и АРЧМ) на основе совместного расчета областей  $D$ -разбиения и собственных значений матрицы переменных состояния;

2) исследование влияния новых обратных связей по взаимным параметрам на динамическую устойчивость системы на основе совместного расчета переходных процессов и правила площадей.

## II. УПРАВЛЕНИЕ МЕЖСИСТЕМНОЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧЕЙ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ СМПП

В первой части работы было выполнено исследование возможности применения данных СМПП для повышения динамических свойств энергообъединения, состоящего из двух энергосистем, соединенных электропередачей пере-

менного тока (рис. 1). Кроме того, полученные на простой модели результаты были подтверждены и для межсистемной электропередачи 330 кВ Кольская АЭС – Карельская энергосистема – Киришская ГРЭС (энергосистема Ленинградской области).

В простой модели принято, что левая часть ЭЭС является избыточной, а правая – дефицитной. Модель автоматических регуляторов возбуждения сильного действия (АРВ-СД) генераторов дополнена каналами по отклонению абсолютного угла между поперечными осями роторов синхронных генераторов, а также по его первой и второй производным. Аналогичные обратные связи были введены и в регуляторы мощности турбин (АРЧМ).

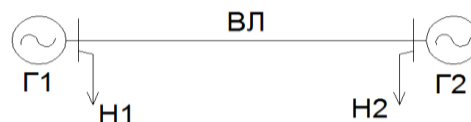


Рис. 1. Расчетная схема энергообъединения

Оценка уровня динамической устойчивости выполнялась на основе анализа величины предельного времени отключения короткого замыкания. В качестве аварийного возмущения выбрано, как самое тяжелое, трехфазное короткое замыкание (КЗ) на шинах эквивалентных генераторов.

Динамическая устойчивость рассматриваемой модели системы определяется главным образом управлением мощностью турбин генераторов электрической станции, которое при использовании дополнительных каналов по отклонению угла и второй производной равносильно разгрузке турбин. Повышение устойчивости может быть достигнуто двумя способами: путем увеличения мощности турбин приемной энергосистемы (в модели это генератор G2) или путем уменьшения мощности турбин передающей энергосистемы (G1). Также был рассмотрен оптимальный вариант одновременного управления напряжением возбуждения и мощностью турбины по взаимному углу на обеих станциях.

Оптимизация параметров дополнительных обратных связей по взаимному углу АРВ и АРЧМ выполнялась на основе анализа кривых взаимного ускорения роторов генераторов от угла на передаче и уменьшения площадей ускорения и торможения взаимного движения, представленных на рис. 2. Здесь показаны три различных варианта расчета: короткое замыкание на шинах генератора G1 продолжительностью 0,254 с без дополнительного управления по взаимным параметрам ( $t_1$ ); то же, но с управлением на G1 и G2 ( $t_2$ ); то же, но с продолжительностью ко-

роткого замыкания 0,507 с ( $t_3$ ). Из графика видно, что введение управления направлено главным образом на уменьшение площади ускорения, и поэтому оно наилучшим образом проявит себя для наиболее маневренных генераторов.

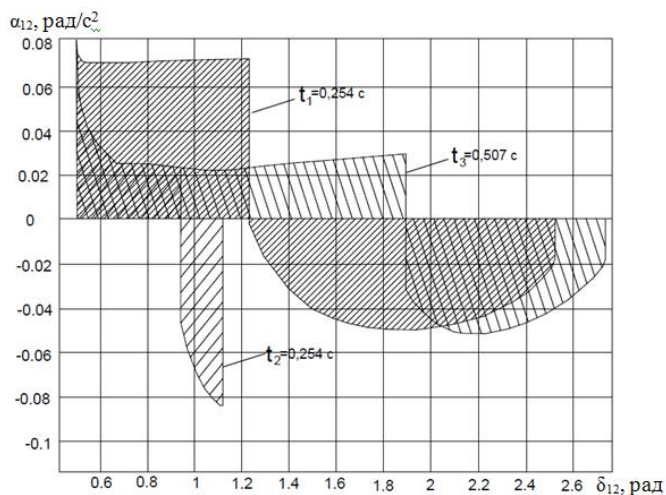


Рис. 2. График зависимости ускорения от взаимного угла

Результаты оптимизации параметров дополнительных обратных связей по взаимному углу АРВ и АРЧМ с точки зрения повышения уровня динамической устойчивости системы приведены в таблице. Наиболее предпочтительным с точки зрения обеспечения динамической устойчивости является совместное управление в обеих частях энергообъединения, однако применение такого варианта ограничивается главным образом параметрами дефицитной системы.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ТАБЛИЦА ПРЕДЕЛЬНЫХ ВРЕМЕН ОТКЛЮЧЕНИЯ КЗ

	КЗ на шинах	
	Г1	Г2
$\Delta t_{КЗ}$ (без регулирования), с	0,254	0,7
$\Delta t_{КЗ}$ (с регулированием на Г1), с	0,434	0,565
$\Delta t_{КЗ}$ (с регулированием на Г2), с	0,288	1,15
$\Delta t_{КЗ}$ (с регулированием на Г1 и Г2), с	0,507	1,15

Установка систем регулирования достаточна только в избыточной энергосистеме (Г1), особенно если в дефицитной ЭЭС (Г2) затруднительно резкое увеличение выдаваемой мощности. Однако их установка сразу на двух станциях приводит к улучшению поведения системы при возмущениях, а именно: повышается динамическая устойчивость, разгрузка турбин становится более кратковременной, а также снижается длительность переходных процессов.

Полученные на тестовой модели результаты были верифицированы для межсистемной электропередачи 330 кВ Кольская АЭС – Карельская энергосистема – Киришская ГРЭС. Введение дополнительного управления возбуждением и мощностью эквивалентных синхронных генераторов двух указанных электростанций по взаимным параметрам позволяет увеличить уровень динамической устойчивости более чем в 2,2 раза.

### III. ПОВЫШЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ АУТОНОМНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ СМПП

Автономные электроэнергетические системы нефтегазодобывающих комплексов обладают рядом специфиче-

ских особенностей, таких как преобладание двигательной нагрузки, применение высокоманевренных газотурбинных и газопоршневых агрегатов, и, как следствие, характеризуются низким уровнем динамической устойчивости.

Во второй части работы была рассмотрена статическая устойчивость и переходные процессы при конечных возмущениях в автономной ЭЭС, состоящей из газотурбинной электростанции, линии электропередачи и эквивалентного узла нагрузки, представленного эквивалентными синхронным (35 %) и асинхронным (60 %) двигателями, а также статической нагрузкой (5 %).

Оценка статической устойчивости исходной модели ЭЭС при отсутствии регулирования по взаимным параметрам выполнена на основе расчета корней характеристического полинома. Их доминирующие значения значительно ниже по сравнению с аналогичными показателями объединенной системы:

$$-2,577 \pm j1,2774; -1; -0,86576 \pm j2,0879; -0,35471.$$

Запас аperiodической устойчивости рассматриваемой системы определяется самым слабым вещественным корнем, в данном случае это  $\alpha = -0,35471$  1/с, а запас колебательной – вещественной частью ближайшего к границе устойчивости комплексного корня ( $\alpha = -0,865$  1/с).

Была проведена поэтапная попарная настройка параметров, которая привела к значительному увеличению уровня статической устойчивости. В частности на рис. 3 приведен один из заключительных этапов выбора параметров. С точки зрения колебательной устойчивости оптимальным решением является пара коэффициентов, соответствующая точке *a*, которая расположена близко к границе аperiodической устойчивости, вследствие чего было принято компромиссное решение по смещению настроечных параметров из точки *a* в точку *б*.

В конечном итоге ближайшие к границе устойчивости корни характеристического полинома системы с дополнительным регулированием АРВ и АРЧМ по взаимным параметрам приняли вид:

$$-2,01 \pm j3,3096; -1,7711 \pm j2,1542; -1; -0,53464.$$

Отметим, что вещественная часть самой слабой комплексной пары корней, по сравнению с исходной системой, изменилась в  $1,771/0,8657 = 2,05$  раза, вещественный корень улучшился в  $0,534/0,354 = 1,51$  раза.

Были проанализированы переходные процессы при конечных возмущениях, оценены предельные времена отключения коротких замыканий и предложены рекомендации по повышению динамической устойчивости автономных ЭЭС с преобладающей двигательной нагрузкой. В качестве аварийного возмущения было выбрано, как наиболее тяжелое, трехфазное КЗ на шинах станции. Предельное время его существования в указанных условиях составило 0,1047 с.

Предельная длительность КЗ при использовании значений параметров, выбранных при оптимизации настроек каналов регулирования, осталась на прежнем уровне, при этом наблюдается почти полная разгрузка турбины, а длительность послеаварийного переходного процесса возрастает. В силу малой эффективности использования АРВ во время КЗ и непосредственно после него для повышения динамической устойчивости предлагается ввести допол-

нительное регулирование по углу частотных приводов синхронных двигателей.

За счет изменения момента открытия ИВГТ-транзисторов, входящих в состав инвертора частотно-регулируемого привода, и длительности соответствующего воздействия можно добиться эффекта, при котором модуль напряжения на входе частотного преобразователя и на выходе совпадут, в то время как их фазы будут отличаться.

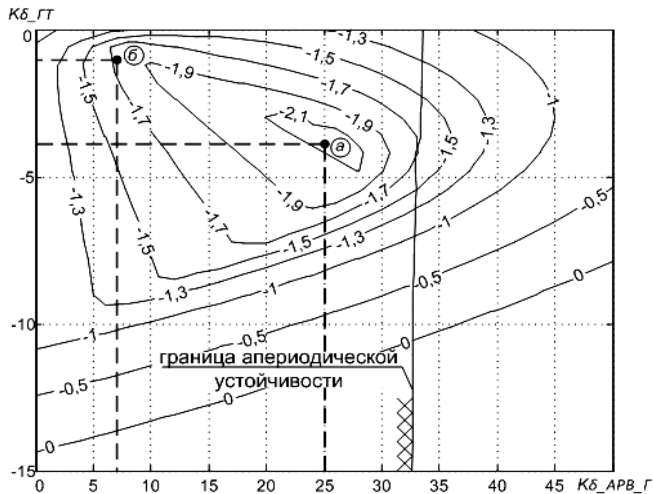


Рис. 3. Область колебательной и аperiodической устойчивости в плоскости настроек АРВ СГ и АРЧМ ГТ по взаимному углу

На рис. 4 приведена зависимость взаимного ускорения синхронных машин от взаимного угла. Критерием отключения управления является совпадение величин скольжений соответственно и частот, синхронного генератора и двигателя.

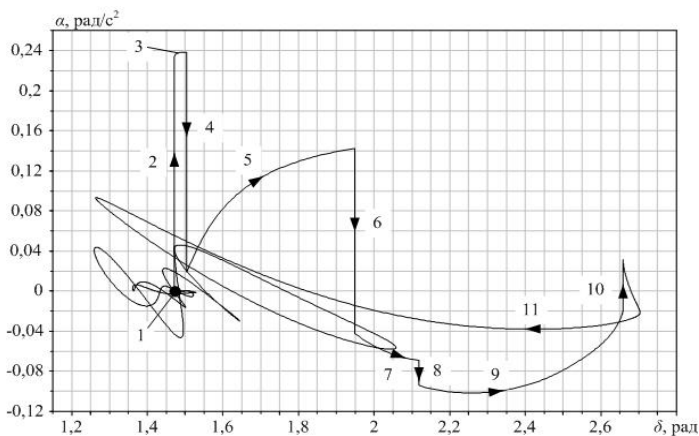


Рис. 4. Зависимость взаимного ускорения роторов синхронных машин от взаимного угла: 1 – установившийся режим; 2 – включение шунта КЗ; 3 – ускорение синхронного генератора относительно синхронного двигателя; 4 – первое изменение фазы; 5 – продолжение ускорения генератора относительно двигателя; 6 – отключение шунта КЗ; 7 – начало послеаварийного процесса; 8 – второе изменение фазы; 9 – продолжение послеаварийного процесса; 10 – отключение управления частотно-регулируемым приводом; 11 – финальный этап послеаварийного процесса

Оценим возможность введения изменения фазы напряжения на зажимах двигателя во время аварии (рис. 4). Управление частотным приводом подключается через 0,03 с, при этом фаза напряжения на зажимах синхронного двигателя меняется скачком на 2,1 рад, что соответствует

величине выбега ротора синхронного двигателя во время КЗ. Через 0,03 с после исчезновения КЗ ступенчато меняем угол в сторону уменьшения на некоторое промежуточное значение (1,2 рад). Последним этапом данного опыта является полное отключение управления по показаниям режимных параметров.

Управление частотно-регулируемым приводом значительно облегчает переходный процесс, причем влияние осуществляется не только на двигатель, но и, после отключения шунта КЗ, на генератор. Это позволяет увеличить уровень динамической устойчивости системы в  $0,15/0,1047 \approx 1,5$  раза.

#### IV. Выводы

1. На основе расчетов статической и динамической устойчивости двухмашинной модели ЭЭС, упрощенного эквивалента межсистемной линии электропередачи 330 кВ Кольская АЭС – Карельская энергосистема – Киришская ГРЭС, а также автономной электроэнергетической системы с газотурбинным приводом и преобладающей двигательной нагрузкой обоснована необходимость применения систем регулирования по взаимным параметрам на основе данных мониторинга переходных режимов.

2. В двухмашинной модели объединенной ЭЭС показано, что максимальные показатели статической устойчивости могут быть получены регулированием только по традиционным параметрам без применения данных СМРР. Однако внедрение дополнительного регулирования по взаимным параметрам позволяет повысить уровень динамической устойчивости в 2 раза.

3. В автономной ЭЭС внедрение дополнительного регулирования по взаимному углу позволяет улучшить как аperiodическую, так и колебательную статическую устойчивость. Использование комплекса мероприятий по выбору и оптимизации параметров регуляторов позволило улучшить аperiodическую устойчивость на 50 %, а колебательную – более чем в 2 раза.

4. Для повышения динамической устойчивости автономной ЭЭС с газотурбинным приводом и преобладающей двигательной нагрузкой обосновано совместное управление мощностью газотурбинного агрегата и частотно-регулируемых приводов синхронных двигателей по взаимному углу, которое позволило увеличить предельную длительность КЗ почти в 1,5 раза.

#### Список литературы

- [1] Gavrilas M. Recent advances and applications of synchronized phasor measurements in power systems // Proceedings of the 9<sup>th</sup> WSEAS/IASME International Conference on Electric power systems, highvoltages, electric machines, pp. 82–91.
- [2] Жуков А. и др. Система мониторинга переходных режимов // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2010. – № 2. – С. 52–57.
- [3] Burnett R.O. Jr., Butts M.M., Cease T.W., Centeno V., Michael G., Murphy R.J., Phadke A.G. Synchronized phasor measurements of a power system event // IEEE Transaction on Power Systems. – 1994. – Vol. 9(3). – P. 1643–1650.
- [4] Куликов Ю.А. Технология векторной регистрации параметров и ее применение для управления режимами ЭЭС России // Электро. Электротехника. Электротехника. Электротехническая промышленность. – 2011. – № 2. – С. 2–5.

# Устранение ограничений в сечениях заданием условий допустимости деления шунтирующей сети

И.С. Никифоров, В.В. Хатуницкий, А.С. Ефимов

Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемами Новгородской и Псковской областей»

Великий Новгород, Россия

NikiforovIS@novrdu.so-ups.ru, HatunitskiyVV@novrdu.so-ups.ru, a.s\_efimov@mail.ru

Снятие ограничений шунтирующей сети 110 кВ на режим работы магистральных сетей 330 кВ и выше приводит к увеличению допустимых границ работы контролируемых сечений, что снижает необходимость загрузки или разгрузки электростанций для регулирования перетока мощности. В Новгородской энергосистеме в случае аварийного разрыва связи 330 кВ Чудово – Новгород может возникнуть перегрузка по току шунтирующих связей 110 кВ за счет транзитного перетока мощности. Решить задачу недопущения перегрузки шунтирующей сети позволяет введение частичного контролируемого сечения «Чудово – Новгород». Регулировать переток в сечении «Чудово – Новгород» необходимо только в тех случаях, когда деление шунтирующей сети недопустимо. Деление сети допустимо, если в Новгородском узле имеются достаточные резервы генерации для недопущения каскадного развития аварии при отключении последней ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Старорусская.

*Ключевые слова: устранение ограничений шунтирующей сети, шунтирующая сеть, условия допустимости деления шунтирующей сети, балансовые условия в полном сечении, влияющие сечения, взаимосвязанные сечения.*

## Removal of restrictions in the sections by specifying conditions for the admissibility of division shunt network

I.S. Nikiforov<sup>1</sup>, V.V. Hatunitskiy<sup>1</sup>, A.S. Efimov<sup>1</sup>

<sup>1</sup>«SO UPS», JSC, «Regional dispatch control of power systems Novgorod and Pskov regions» Branch  
Velikiy Novgorod, Russian Federation

NikiforovIS@novrdu.so-ups.ru, HatunitskiyVV@novrdu.so-ups.ru, a.s\_efimov@mail.ru

Removing the constraints operating mode backbone networks 330 kV and above imposed by the shunt network 110 kV, increases the permissible limits of operation controlled sections. It reduces the need for loading and unloading stations for regulating power flow. In the Novgorod power system in case of emergency break the link Chudovo – Novgorod (330 kV) may overcurrent shunt connections 110 kV due to transit power flow. Solve the problem of non-overload the shunt network allows the introduction of a controlled Chudovo – Novgorod partial section. Adjust the flow of Chudovo – Novgorod section is necessary only in cases where the division of the bridging network is not allowed. Network division is permissible if there is in the Novgorod load center generating sufficient reserves to prevent a cascade of crash when disconnecting the last aerial line 330 kV Pskov GRES – Starorusskaya.

*Keywords: removal of restrictions in the shunt network, shunt network, the conditions of admissibility shunt network division, balance conditions in the entire section, influencing section, interrelated section.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Устранение излишних ограничений в сечениях позволяет увеличить реально располагаемые резервы активной мощности электростанций на загрузку или разгрузку в энергосистеме, не допускать необоснованной загрузки или разгрузки электростанций.

В работе предложено контролировать частичное сечение «Чудово – Новгород» и рассматривать его как «предварительное» для полного сечения «Новгородского узла», что позволяет снять излишние ограничения. Актуальность такого «предварительного сечения» обусловлена возможной работой АОПО-110 на деление шунтирующей сети 110 кВ и недопустимым ослаблением полного сечения Новгородского узла.

### II. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕЖИМНЫХ УСЛОВИЙ ДЛЯ КОНТРОЛЯ СЕЧЕНИЯ «ЧУДОВО – НОВГОРОД» ПО РЕЖИМНЫМ УСЛОВИЯМ НОВГОРОДСКОГО УЗЛА

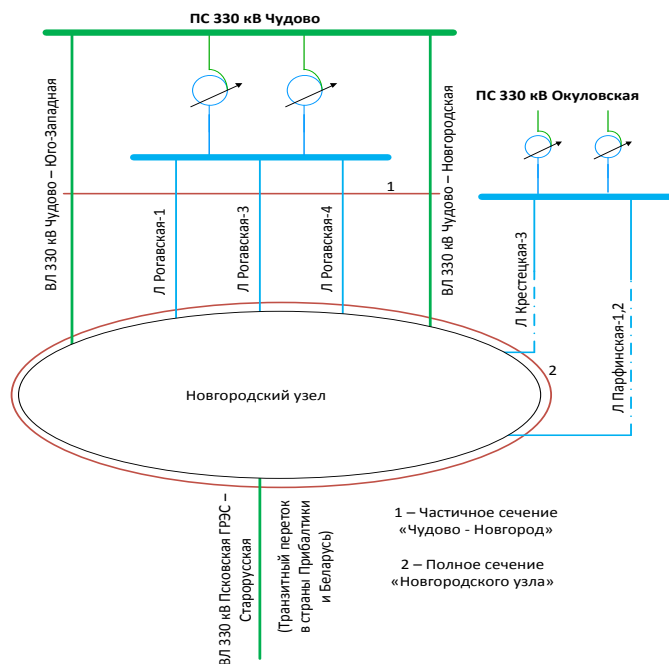
Полное сечение Новгородского узла (рисунок) может быть существенно ослаблено в случае отключения 2 ВЛ 330 кВ сечения от ПС 330 кВ Чудово (схема N – 1). Риски для Новгородского узла связаны с возможной перегрузкой и отключением сразу 3 шунтирующих ВЛ 110 кВ от ПС 330 кВ Чудово, оперативное включение которых будет не допустимо по причине токовой перегрузки. При реализации описанного сценария в сечении Новгородского узла останется 1 ВЛ 330 кВ от Псковской ГРЭС, 2 ВЛ 110 кВ от ПС 330 кВ Окуловская для покрытия дефицита узла с нагрузкой 400 МВт (зима), 300 МВт (лето). Послеаварийный режим допустим, если в Новгородском узле имеются включенные резервы генерации, реализация которых за 20



минут позволит подготовить режим на случай отключения последней ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Старорусская.

Анализ баланса узла показывает, что отключение последней ВЛ 330 кВ (схема  $N - 2$ ) с полным разделением по сечению действием АОПО будет не допустимо, так как приведет к выделению узла с дефицитом более 40 %, и объема АЧР будет не достаточно для ограничения снижения частоты.

Нагрузка в послеаварийном режиме 3 шунтирующих ВЛ 110 кВ от ПС 330 кВ Чудово определяется доаварийным перетоком по сети 330-110 кВ Чудово – Новгородская – Старорусская – Псковская ГРЭС, который связан с перетоками в сечениях «Ленинград – Эстония», «Эстония, Псков – Латвия», «Северо-Запад – Центр».



Контролируемые сечения

Решить задачу недопущения перегрузки 3 шунтирующих ВЛ 110 кВ от ПС 330 кВ Чудово позволяет введение частичного контролируемого сечения «Чудово – Новгород». Введенное сечение может быть снято с контроля при оперативном или действии АОПО делением шунтирующей сети 110 кВ от ПС 330 кВ Чудово, при условии допустимости деления по режиму работы Новгородского узла. В большинстве случаев достаточным условием снятия с контроля сечения «Чудово – Новгород» будет включенное состояние парогазового Блока-1 Новгородской ТЭЦ мощностью 220 МВт.

Таблица I. МДП в сечении Новгородского узла по АДТН ВЛ 110 кВ Окуловская – Новгородский узел в ПАР ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Старорусская. МДП определен по уставкам АОПО-110 ( $P_{н.к} = 30$  МВт)

Режим	Критерий	МДП, МВт
$t_{н.в} = -5$ °С, в работе Блок-1 НТЭЦ	АДТН связи 110 кВ Окуловская – Новгородский узел в ПАР	121
$t_{н.в} = +25$ °С, в работе Блок-1 НТЭЦ	АДТН связи 110 кВ Окуловская – Новгородский узел в ПАР	92

Таблица II. Допустимость работы АОПО-110 на связях 110 кВ Окуловская – Новгородский узел и выделения Новгородского узла на изолированную работу ( $P_{н.к} = 30$  МВт)

Потребление Новгородского узла, МВт	АДП по частотному критерию, МВт
Лето максимум	300
Лето минимум	200
Зима максимум	400
Зима минимум	270

Результаты расчетов (табл. 1, 2) показывают, что МДП, выбранный по уставкам АОПО (МДП в схеме  $N - 1$ ), будет выше АДП по частотному критерию, за исключением режима максимальных зимних нагрузок. При потреблении  $P > 380$  МВт АДП по частотному критерию будет выше, чем МДП, выбранный по уставкам АОПО связи 110 кВ Окуловская – Новгородский узел.

Допустимость деления сети на связях 110 кВ Чудово – Новгородский узел предложено определять условием:

$$P_{сеч(Н.у)} - P_{рез.ген}^{20 мин} - P_{ПН} \leq P_{доп},$$

где  $P_{сеч(Н.у)}$  – текущий переток в сечении Новгородского узла;  $P_{рез.ген}^{20 мин}$  – резерв генерации Новгородской ТЭЦ, «Лужской» ГТ-ТЭЦ со временем реализации не более 20 мин;  $P_{ПН}$  – нагрузка Новгородского узла, которую возможно перевести по транзитам 110 кВ на энергосистему Псковской и Ленинградской области;  $P_{доп}$  – допустимый переток в сечении Новгородского узла, определенный по критерию недопущения работы АОПО-110 на связях 110 кВ Новгородский узел – Окуловская (табл. 1).

Для зимнего периода  $P_{доп} = 121$  МВт; для летнего периода  $P_{доп} = 92$  МВт.

При планировании режима необходимо учитывать, что в ПАР последней ВЛ 330 кВ может потребоваться ввод ГВО со временем реализации до 20 минут для ликвидации превышения ДДТН ВЛ 110 кВ.

### III. Вывод

Показано, что контроль и регулирование перетока в частичном сечении «Чудово – Новгород» необходимо для предотвращения недопустимого ослабления сечения Новгородского узла в послеаварийном режиме. Ввод в работу АОПО-110 на деление шунтирующей сети 110 кВ с заданием и выполнением балансовых условий в связанном сечении Новгородского узла позволяет снять с контроля сечение Чудово – Новгород. Результаты исследования двух взаимосвязанных сечений, Новгородского узла и Чудово – Новгород, могут быть использованы для устранения ограничений в системообразующих сечениях заданием условий допустимости деления шунтирующей сети.

### Список литературы

- [1] Методические указания по устойчивости энергосистем. – М.: НЦ ЭНАС, 2014.
- [2] СО 153-34.20.576-2003. Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС». – М., 2014.



# Оценивание несимметричных режимов сети 27,5 – 220 кВ с учетом нелинейной тяговой нагрузки

М.А. Павленко, К.А. Пушков  
ФГБОУ ВО «Забайкальский государственный университет»  
Филиал АО «СО ЕЭС» Забайкальское РДУ  
Чита, Россия  
pushkov.k@mail.ru

Оценивание on-line несимметричных режимов работы сети 27,5 – 220 кВ является частью обеспечения эффективного управления системой электроснабжения. Предлагаемая модель позволяет уточнять пассивные параметры оборудования (ЛЭП, трансформаторы), получать максимально достоверную картину уровней напряжения и загрузки оборудования по фазам, выявлять неисправные измерительные устройства.

*Ключевые слова: оценивание состояния, несимметричный режим, тяговая нагрузка, система электроснабжения.*

## Estimation of asymmetric network modes 27.5 - 220 kV considering nonlinear traction load

Maxim Pavlenko, Kirill Pushkov  
Transbaikal State University  
Chita, Russian Federation  
pushkov.k@mail.ru

Estimation on-line non-symmetric modes of the network 27,5 – 220 kV is part of ensuring the effective management of the supply system. The proposed model allows to specify the passive parameters of equipment (power line, transformers), to obtain a maximum reliable picture of the voltage levels and loading equipment in phases, to identify the faulty measuring devices.

*Keywords: state estimation, asymmetrical mode, traction load, power supply system.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Рассматривается алгоритм обработки измеряемых параметров режима трансформаторов тяговых подстанций с целью получить достоверную картину напряжений и загрузки оборудования по фазам. Сбалансированные результаты оценивания предназначены для выравнивания фазных нагрузок питающих линий, решения вопросов компенсации реактивных мощностей и регулирования напряжения с учетом несимметричных режимов.

### II. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Для оценки можно использовать как мгновенные измерения параметров режима, так и данные АСКУЭ.

Необходима избыточность измерений, т.е. количество замеров должно превышать число независимых параметров режима.

На примере трансформатора 220/27,5/10 кВ со схемой замещения  $Y_0/\Delta_0/\Delta$  (рис. 1) запишем некоторые соотношения между параметрами режима.

#### A. Модель трансформатора

Комплекс токов в обмотках СН определяется как

$$I_{ac} = -2I_a/3 - I_b/3 + I_{00}; \quad I_{ba} = I_a/3 - I_b/3 + I_{00}; \\ I_{cb} = I_a/3 + 2I_b/3 + I_{00},$$

где  $I_{00}$  – уравнивающий ток обмоток СН. Для обмоток НН формулы аналогичны, например:  $I_{ba} = I_a/3 - I_b/3 + I_0$ .

Мощности на стороне НН и СН измеряются парами счетчиков, т.е. учитывается, что, например,

$$S_{НН} = U_{ac} I_a + U_{bc} I_b = S_{ac} + S_{bc}.$$

Примем, что сопротивления фаз обмоток трансформатора одинаковы ( $Z_1$  для ВН,  $Z_2$  для СН,  $Z_3$  для НН). Далее в формулах используем токи и напряжения вводов СН и НН, приведенные через коэффициенты трансформации к стороне ВН.

Связи между режимными параметрами можно определить отдельно для каждой из фаз трансформатора [1]. Для фазы А уравнение баланса токов для суммы прямой и обратной последовательностей запишем в виде:

$$\dot{I}_A - \dot{I}_0 - (\dot{U}_B - \dot{U}_0) \dot{y}_0 = 2(\dot{I}_a + \tilde{I}_a)/3 + (\dot{I}_b + \tilde{I}_b)/3, \quad (1)$$

где  $I_0$ ,  $U_0$  – ток и напряжение нулевой последовательности обмотки ВН:  $I_0 = (I_A + I_B + I_C)/3$ ;  $U_0 = (U_A + U_B + U_C)/3$ ;  $y_0$  – проводимость на землю, подключенная к вводу ВН и учитывающая токи намагничивания.

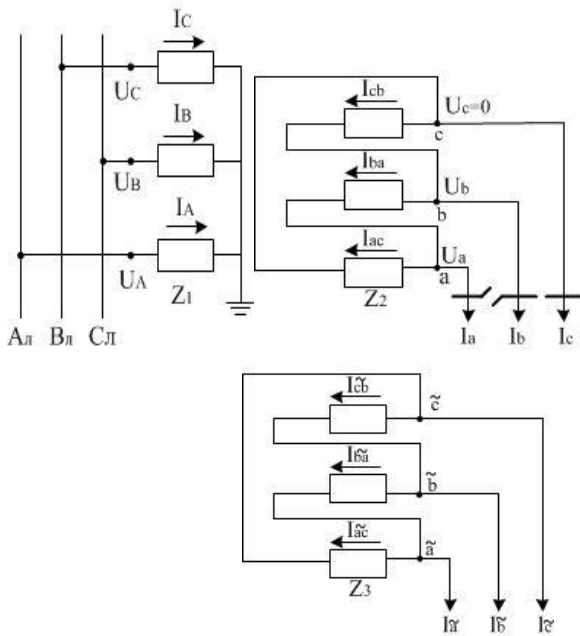


Рис. 1. Схема трансформатора тяговой подстанции:  $A_{л}, B_{л}, C_{л}$  – фазные провода питающей ВЛ;  $U_A, U_B, U_C$  – фазные напряжения на вводах высшего напряжения (ВН);  $I_A, I_B, I_C$  – токи обмоток ВН;  $I_{ac}, I_{ba}, I_{cb}$  – токи соединенных обмоток среднего напряжения (СН);  $\tilde{I}_{ac}, \tilde{I}_{ba}, \tilde{I}_{cb}$  – токи в обмотках низшего напряжения (НН)

Для фаз  $B$  и  $C$  балансы токов примут вид:

$$I_B - I_0 - (\dot{U}_B - \dot{U}_0) \dot{\gamma}_0 = 2(\dot{I}_a + \tilde{I}_a)/3 + (\dot{I}_b + \tilde{I}_b)/3; \quad (2)$$

$$I_C - I_0 - (\dot{U}_C - \dot{U}_0) \dot{\gamma}_0 = 2(\dot{I}_a + \tilde{I}_a)/3 + (\dot{I}_b + \tilde{I}_b)/3. \quad (3)$$

Сумма (1) – (3) дает тождество  $0 \equiv 0$ , т.е. одно из уравнений не несет новой информации, является избыточным и может быть исключено. Вычитая из (1) уравнения (2), а из (2) – уравнение (3), получим два независимых уравнения:

$$\dot{I}_A - \dot{I}_B - (\dot{U}_A - \dot{U}_B) \dot{\gamma}_0 = \dot{I}_a + \dot{I}_{\tilde{a}}; \quad (4)$$

$$\dot{I}_B - \dot{I}_C - (\dot{U}_B - \dot{U}_C) \dot{\gamma}_0 = \dot{I}_b + \dot{I}_{\tilde{b}}. \quad (5)$$

По второму закону Кирхгофа для пар обмоток ВН – СН, ВН – НН и для всех трех фаз можно записать еще четыре независимых уравнения. Составляя баланс мощностей тягового трансформатора и приводя подобные члены, получим соотношение, связывающее величины  $U_0, I_0, I_{00}$  и  $\tilde{I}_0$ , которому отвечает схема замещения нулевой последовательности (рис. 2).

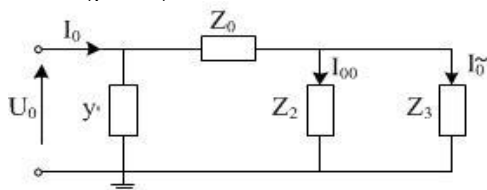


Рис. 2. Схема замещения нулевой последовательности

Для этой схемы справедливо соотношение  $I_0 = U_0 / Z_{\Sigma}$ , где  $Z_{\Sigma}$  – сопротивление схемы. Это и шесть других соотношений по первому и второму законам Кирхгофа образуют линейную систему из семи комплексных (или 14 вещественных) уравнений вида

$$F(X, Y) = 0 \quad \text{или} \quad (\partial F / \partial X) X' = -(\partial F / \partial Y) Y', \quad (6)$$

где  $X' = (U_{ac}, U_{bc}, U_b, U_a, I_a, I_b, U_c)$  – зависимые, а  $Y' = (I_B, I_C, I_A, U_B, I_a, I_b, U_A)$  – независимые параметры режима;  $t$  – символ транспортирования;  $(\partial F / \partial X)$  и  $(\partial F / \partial Y)$  – матрицы с постоянными элементами.

### В. Модель оценивания

Задача оценивания параметров режима трансформатора формулируется в виде:

$$\varphi(X, Y) = 0,5 \sum_{i=1}^{28} C_i \left[ R_i(X, Y) - R_i^* \right]^2 \rightarrow \min Y, \quad (7)$$

при ограничениях  $X = AY$ , где  $A = -(\partial F / \partial X)^{-1} (\partial F / \partial Y)$ .

Весовые коэффициенты  $C_i > 0$  определяются по одному из способов, изложенных в [2].

### С. Алгоритм оценивания

Для решения (7) используется метод Ньютона – Гаусса с регуляризацией [2].

1. Назначить  $k = 0$  и порог не значимости  $\epsilon$ . Задать массив измерений  $R^*$ . Сформировать диагональную матрицу весовых коэффициентов  $C$  и матрицу  $A$ . С учетом способа подключения фаз трансформатора к фазам питающей линии (они могут не совпадать) задать вектор параметров  $Y_k$ . Вычислить  $X_k = AY_k$ .

2. Вычислить вектор расчетных параметров  $R_k$ , значение числовой функции  $\varphi_k$ .

3. Сформировать матрицу Якоби  $J_k = \delta F / \delta Y + \delta R / \delta X \cdot A$ , матрицу Гессе  $H_k = J_k' C J_k$ , градиент целевой функции  $\nabla \varphi_k = J_k' C (R_k - R^*)$ .

4. Решить систему  $(H_k + \beta E) \Delta Y_k = -\nabla \varphi_k$  и определить  $\Delta Y_k$  – вектор поправок для независимых переменных. Параметр регуляризации  $\beta \geq 0$  определяется эмпирически [3]. Определить вектор  $\Delta X_k = A \cdot \Delta Y_k$ , уточнить параметры режима  $X_{k+1} = \Delta X_k$  и  $Y_{k+1} = Y_k + \Delta Y_k$ , вычислить функцию  $\varphi_{k+1}$ .

5. Если  $|\varphi_k - \varphi_{k+1}| \leq \epsilon$ , то уточнение токов и напряжений (векторов  $X_{k+1}$  и  $Y_{k+1}$ ) завершить и на п. 7.

6. Присвоить  $k := k + 1$  и на п. 2.

7. Дорассчитать неизмеряемые параметры (реактивные нагрузки фаз, токи нулевой последовательности и т.д.).

### Список литературы

- [1] Марквардт К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог. – М.: Транспорт, 1982. – С. 384–423.
- [2] Грунин О.М., Савицкий Л.В. Математические задачи энергетики. – Чита: ЗабГУ, 2014. – 260 с.
- [3] Грунин О.М., Пушков К.А. Совершенствование моделей и методов анализа установившихся режимов электрических систем // Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление: Сб. докл. Всерос. конф. – Иркутск, 2015.

# Повышение точности выбора оптимального состава включенного генерирующего оборудования

О.В. Пастухов

Филиал АО «Системный оператор единой энергетической системы» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Юга»  
Пятигорск, Россия  
PastuhovOV@yug.so-ups.ru

Системный оператор (СО) отбирал оптимальный состав генерирующего оборудования на предстоящие семь дней на основании полученной информации от участников оптового рынка электроэнергии и мощности. Установленный порядок расчетов не позволял использовать имеющуюся у участников рынка и СО актуальную информацию об изменениях в режимах работы сетевого и генерирующего оборудования. Отсутствие этой возможности приводило к тому, что ценовые заявки и технические параметры генерирующего оборудования, заявляемые участниками оптового рынка в рамках выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО) с большим упреждением (на предстоящую неделю), частично теряли актуальность к моменту формирования расчетной модели, используемой для конкурентного отбора в рынке на сутки вперед (РСВ). В этой связи учтенный в РСВ состав включенного оборудования неизбежно имел отличия от расчетного. Эффективная технология ВСВГО, разработанная специалистами СО, предполагает ежедневное получение информации от генерирующих компаний для расчета ВСВГО на три предстоящих дня с последующим ежедневным уточнением расчетов. Сокращение периода планирования позволит проводить расчеты на основании актуальных данных о технических параметрах генерирующего оборудования и прогнозируемых режимов работы ЕЭС России. Внедрение новой процедуры ВСВГО позволило повысить точность производимых расчетов по прогнозируемым режимам работы ЕЭС России и на основании наиболее актуальных данных о технических параметрах генерирующего оборудования отбирать оптимальный состав включенного генерирующего оборудования в энергосистеме.

*Ключевые слова: Системный оператор, технология выбора состава включенного генерирующего оборудования, генерирующие компании, генерирующее оборудование.*

## Improve the accuracy of the choice of the optimal composition of available generating equipment

O.V. Pastuhov

Branch of Open Joint Stock Company «System Operator of the Unified Energy System»  
«Integrated dispatch of power systems control SOUTH»  
Pyatigorsk, Russia  
PastuhovOV@yug.so-ups.ru

System Operator (SO) selected the optimal composition of the generating equipment for the next seven days, on the basis of information received from the participants in the wholesale electricity and capacity market. The established order of calculations is not allowed to use the information available to market participants and the SO date information about changes in the modes of operation of grid and generating equipment. The absence of this feature led to the fact that the price of the application and the technical parameters of the generating equipment, claimed the wholesale market within the selection of the composition of available generating equipment (SCAGE) with great anticipation (for next week), partially lost their relevance at the time of formation of the calculation model used for competitive selection in the day ahead market (DAM). In this regard, the DAM remaining in the composition of the powered equipment will inevitably have differences from the design. Effective SCAGE technology, developed by the SO assumes daily to obtain information from the generating companies to calculate SCAGE three upcoming days, followed by daily updates calculations. Reduced planning period will allow to carry out calculations on the basis of current data about the technical parameters of the generating equipment and predictable modes of UES of Russia. Implementation of the new procedures SCAGE possible to increase the accuracy of calculations made by the predicted modes of the UES of Russia and on the basis of the most relevant data about the technical parameters of the generating equipment to select the optimum composition of available generating equipment in the power system.

*Keywords: System Operator, the technology choice of composition generating equipment, generators, generating equipment.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Системный оператор (СО) Единой энергетической системы ведет непрерывную работу по совершенствованию средств и систем диспетчерского управления, а также

технологической инфраструктуры рыночных механизмов ЕЭС России.

24 марта 2014 года СО начал в тестовом режиме проводить ежедневные расчеты выбора состава включенного

генерирующего оборудования (ВСВГО) по новой технологии с сокращенным трехдневным сроком планирования.

Тестирование новой технологии по ВСВГО в реальных условиях с привлечением генерирующих компаний являлось завершающим этапом ее разработки. Цель тестирования – подтверждение технологической и организационной готовности к переходу на новую технологию ВСВГО.

## II. ТЕХНОЛОГИЯ ЕЖЕНЕДЕЛЬНОГО РАСЧЁТА ВСВГО

Действующая на тот момент технология ВСВГО внедрена СО в 2007 году в процессе развития технологических процедур, обеспечивающих функционирование оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ). В процессе ВСВГО генерирующие компании и участники ОРЭМ в еженедельном режиме подавали СО информацию о технических параметрах генерирующего оборудования, а также ценовые заявки, которые в дальнейшем учитывались при расчете цен в рынке на сутки вперед (РСВ). На основании этих данных СО отбирал оптимальный состав генерирующего оборудования на предстоящие семь дней. Расчет ВСВГО проводился один раз на неделю вперед с последующей однократной корректировкой в течение недели.

В описанной выше технологии отбор генерирующего оборудования осуществляется по формализованной процедуре, определенной регламентом рынка. Установленный в то время порядок расчетов не позволял использовать имеющуюся у участников рынка и СО актуальную информацию об изменениях в режимах работы сетевого и генерирующего оборудования. Отсутствие этой возможности приводило к тому, что ценовые заявки и технические параметры генерирующего оборудования, заявляемые участниками оптового рынка в рамках ВСВГО с большим упреждением (на предстоящую неделю), частично теряли актуальность к моменту формирования расчетной модели, используемой для конкурентного отбора в РСВ. В этой связи учтенный в РСВ состав включенного оборудования неизбежно имел отличия от расчетного, при этом для каждых последующих суток периода расчета ВСВГО объем таких отличий нарастает. Существенным минусом технологии еженедельного расчёта являлась оплата пусков, случившихся фактически, слабо зависящая от пусков рассчитанных ВСВГО, то есть оплачивались только те пуски, которые совпадали с результатами расчёта ВСВГО и были запланированы в предварительном диспетчерском графике (ПДГ), если оборудование включалось по команде диспетчера, то такие пуски не оплачивались СО. Также у СО и участников не было обязательств по применению результатов расчета ВСВГО, результаты воспринимались больше как прогноз и помощь при планировании в РСВ и ПДГ (рис. 1).

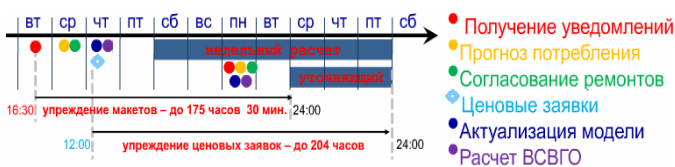


Рис. 1. Технология еженедельного расчёта ВСВГО

## III. ТЕХНОЛОГИЯ ЕЖЕДНЕВНОГО РАСЧЁТА ВСВГО

Новая технология ВСВГО, разработанная специалистами СО, предполагает ежедневное получение информации от генерирующих компаний для расчета ВСВГО на

три предстоящих дня с последующим ежедневным уточнением расчетов. Результаты расчета на первые сутки подлежат обязательному учету при формировании исходных данных ПЭР и ПДГ. Сокращение периода планирования позволит проводить расчеты на основании актуальных данных о технических параметрах генерирующего оборудования и прогнозируемых режимов работы ЕЭС России.

В рамках подготовки к внедрению новой технологии ВСВГО в течение 2013 года и в первом квартале 2014 года СО реализовал комплекс организационно-технических мероприятий. Специалисты СО модифицировали программно-аппаратные комплексы, используемые для расчета ВСВГО, и провели опробование новой системы расчетов. Также СО инициировал внесение изменений в действующие регламенты ОРЭМ, которые были приняты НП «Совет рынка» в 2013 году.

Испытания новой технологии проходили в два этапа. На первом этапе, в период с 24 по 30 марта 2014 года, была осуществлена отработка деловых процессов СО по расчету ВСВГО на основании данных, подаваемых в ежедневном режиме участниками оптового рынка. На втором этапе, с 31 марта по 4 апреля 2014 года, дополнительно тестировались процессы доведения результатов расчетов ВСВГО до участников ОРЭМ. Переход на новую систему выбора состава включенного генерирующего оборудования произошёл 31 мая 2014 года (рис. 2).

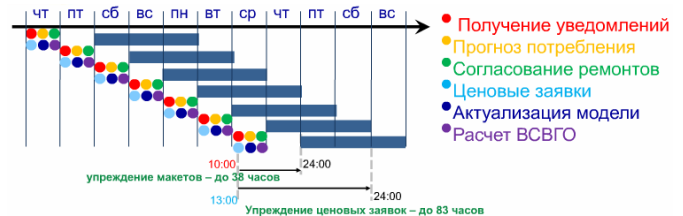


Рис. 2. Технология ежедневного расчёта ВСВГО

Цель внедрения технологии ВСВГО – формализовать процедуру определения состава оборудования по рыночным принципам с учетом требований надежности.

Ведение данной процедуры предоставило для всех участников рынков электроэнергии следующее:

- для потребителей – гарантию выбора самых экономичных поставщиков;
- для поставщиков – предварительное уведомление о плановом составе оборудования на расчетный период, прозрачную процедуру отбора генерирующего оборудования, компенсацию затрат на включение оборудования, прошедшего конкурентный отбор, а также оценку рыночной ситуации на расчетный период;
- для СО в целом – возможность оценки баланса электроэнергии и мощности на расчетный период, предварительный выбор состава оборудования ТЭС, а также возможность оценки выполнимости плановых ремонтов как сетевого, так и генерирующего оборудования.

В настоящее время из участия в формальной технологии ВСВГО исключены противоаварийные турбины, так как они могут работать только при наличии тепловой нагрузки, энергоблока атомной электростанции и гидрогенераторы.

#### IV. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ЕЖЕДНЕВНОГО РАСЧЁТА ВСВГО

Порядок формирования входных данных для проведения расчета ВСВГО и обработки СО информации, полученной от Коммерческого оператора (КО) и участников оптового рынка [1] (рис. 3, 4):

- учет плановых прогнозов потребления на среднесрочный период – период ВСВГО – с учетом плановых прогнозов потерь электрической энергии в электрических сетях;
- учет требований по поддержанию третичных резервов мощности (в том числе по их территориальному расположению в ЕЭС России) на период ВСВГО;
- использование данных об имеющихся на период ВСВГО системных ограничениях, в том числе с учетом:

– информации о единицах генерирующего оборудования (ЕГО), для которых включенное состояние в сеть или режимы работы являются обязательно необходимыми условиями для нормального функционирования электроэнергетической системы;

– информации о ЕГО, для которых включенное состояние в сеть или режимы работы являются вынужденными – вызванными условиями, связанными с деятельностью участников оптового рынка:

- включением в сеть генерирующего оборудования по запросу участников оптового рынка;
- наличием ограничений на минимальное количество работающих ЕГО по условиям обеспечения живучести электростанции, отборов пара и т.д.;

– информации о наличии сетевых ограничений.

Порядок взаимодействия между СО, КО и участниками оптового рынка в процессе ВСВГО [2] (рис. 3, 4):

- участники оптового рынка предоставляют КО информацию о максимальных значениях цен в ценовых заявках на планирование объемов производства в отношении генерации;
- КО не позднее 12 часов 00 минут по времени ценовой зоны суток  $X - 2$  передает в СО в электронном виде, с использованием специализированного программного обеспечения, все полученные и автоматически сформированные для них ценовые заявки;
- участники оптового рынка подают СО уведомление о составе и параметрах генерирующего оборудования.

Формирование исходных данных для решения оптимизационной задачи ВСВГО выполняется СО [1] (рис. 3, 4):

- прогнозные величины потребления электроэнергии в соответствии с утверждаемой СО Методикой прогнозирования графиков электропотребления для технологий краткосрочного планирования;
- прогнозные почасовые объемы сальдо перетоков по сечениям экспорта – импорта на основании типовых графиков перетоков по сечениям экспорта – импорта с учетом имеющейся у СО на период ВСВГО актуализированной информации об ожидаемых отклонениях от указанных графиков;

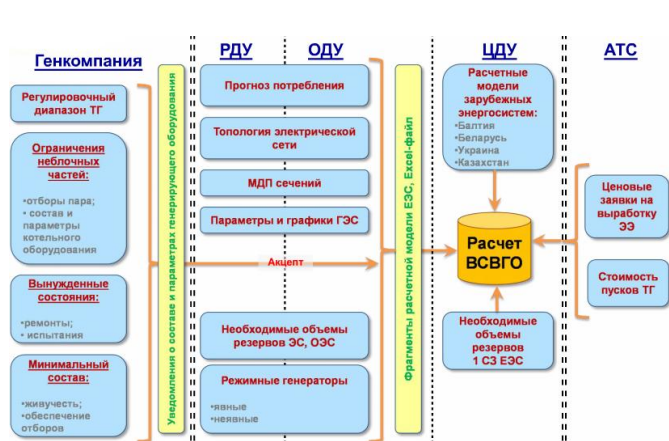


Рис. 3. Порядок сбора физических параметров энергосистемы и генерирующего оборудования

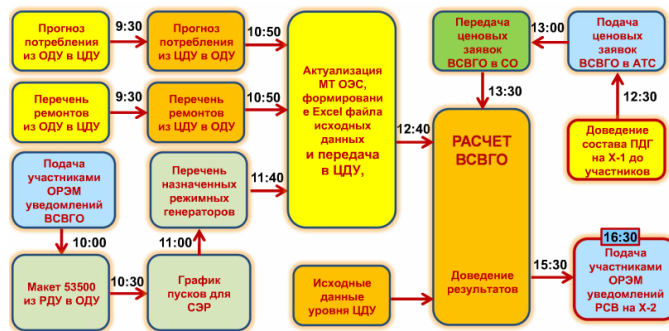


Рис. 4. Порядок проведения расчётов ВСВГО на уровне СО

- данные об эксплуатационном состоянии и параметрах оборудования электростанций и электросетевого оборудования, в соответствии с утвержденными СО месячными графиками ремонтов оборудования, диспетчерскими заявками на вывод в ремонт генерирующего и (или) электросетевого оборудования и данными уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных участниками оптового рынка СО в соответствии с Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка [3];
- информация о максимально допустимых перетоках в контролируемых сечениях согласно Методическим указаниям по расчету устойчивости в электрических сетях ЕЭС России на основании данных об эксплуатационном состоянии и параметрах оборудования электростанций, электросетевого оборудования, прогнозных метеоданных;
- данных о ЕГО, находящихся в вынужденных состояниях, на основании уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных участниками оптового рынка;
- назначение режимных генераторов, включенное состояние или режим работы которых являются обязательно необходимыми в целях обеспечения поддержания параметров электроэнергетического режима в области допустимых значений, в том числе при возникновении нормативных возмущений, без использования аварийной взаимопомощи из сопредельных государств и (или) ввода графиков аварийного ограничения режима потребления на пери-

од ВСВГО в соответствии с утверждаемой СО Методикой назначения и подтверждения статуса режимных генераторов [4];

- данные о значениях минимально необходимых объемов третичных резервов активной мощности в соответствии с утверждаемой СО Методикой определения минимально необходимых объемов резервов активной мощности [5].

Для решения оптимизационной задачи расчета ВСВГО используется математическая модель [6]. Настоящая математическая модель обеспечивает расчет ВСВГО, позволяющего при соблюдении всех технических ограничений на состояние оборудования и значения параметров электроэнергетического режима обеспечить минимизацию суммарной стоимости выработки электрической энергии с учетом стоимости резервов активной мощности на загрузку, определяемой на основании уведомлений участников оптового рынка о составе и параметрах генерирующего оборудования и поданных участниками оптового рынка ценовых заявок ВСВГО, с учетом заявленных величин расходов на осуществление пусков генерирующего оборудования.

На основании полученных исходных данных, а также в соответствии с математической моделью, СО осуществляет выбор состава включенного генерирующего оборудования путем решения оптимизационных задач расчета ВСВГО [1] с учетом обеспечения прогнозных параметров работы энергосистемы, надежности энергоснабжения и минимизации стоимости электрической энергии. Состав генерирующего оборудования, по результатам расчета ВСВГО, является отобранным и согласованным СО.

#### V. РЕЗУЛЬТАТЫ ПЕРЕХОДА НА НОВУЮ ТЕХНОЛОГИЮ ВСВГО

Таким образом, внедрение новой процедуры ВСВГО позволило:

- повысить достоверность и актуальность исходных данных за счет сокращения интервала между получением уведомлений о параметрах оборудования и получением результатов расчета;

- сократить период планирования – из результатов расчета исключаются сутки, в отношении которых объем неплановых изменений заведомо выше плановых изменений;
- учесть при расчёте все известные изменения параметров генерации и топологии сети;
- ввести систему формирования и применения ранжированных перечней на включение и отключение оборудования, основанную на ценовых заявках ВСВГО;
- избежать нежелания участника работать с составом, определенным по результатам ВСВГО;
- улучшить принцип оплаты пусков, оплачиваются затраты на все пуски, необходимые по режиму или балансу работы энергосистемы (не оплачиваются пуски, необходимые самому участнику).

Как видно, переход на ежесуточные расчёты ВСВГО повлек за собой большие изменения во многих бизнес-процессах, проведена большая работа для осуществления перехода на ежедневный скользящий расчёт.

#### Список литературы

- [1] Общие принципы выбора состава включенного генерирующего оборудования. М., 2014. – 10 с.
- [2] Регламент проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования: Приложение № 3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка (утвержден 31 июля 2009 г.). – 16 с.
- [3] Регламент подачи уведомлений участниками оптового рынка: Приложение № 4 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка. М., 2015. – 35 с.
- [4] Методика назначения и присвоения статуса режимных генераторов. М., 2015. – 10 с.
- [5] Методика определения минимально необходимых объемов резервов активной мощности ЕЭС России. М., 2014. – 15 с. (Утверждена 8 июля 2014 года).
- [6] Программное обеспечение выбора состава включенного генерирующего оборудования. М., 2013. – 100 с.

# Влияние уровней напряжения в контрольных пунктах энергосистемы на значения максимально допустимого перетока мощности в сечении

В.В. Петров, А.А. Альмендеев

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», Филиал АО «СО ЕЭС» – «Самарское РДУ»  
Самара, Российская Федерация  
PetroV.V.163@yandex.ru

При управлении крупными энергосистемами, характеризующимися большими перетоками мощности, необходимо рассматривать вопросы статической и динамической устойчивости. В качестве одного из критериев, учитывающего ограничения по условиям устойчивости, используют максимально допустимый переток активной мощности в сечении энергосистемы. Значения максимально допустимого перетока активной мощности в сечении зависят от ряда параметров. Одним из таких параметров является значение напряжения в исходном режиме, выбранном для расчета значений допустимых перетоков мощности. В ПК RastrWin 3.0 разработана модель энергосистемы, эквивалентная модели Самарской энергосистемы. Проведен расчет электрических режимов и определены значения максимально допустимого перетока мощности в сечении по критерию обеспечения допустимой токовой нагрузки оборудования. В результате расчета режимов показано влияние значений напряжения в исходной схеме на значения максимально допустимого перетока мощности в сечении. Результаты исследований могут быть использованы в практике расчетов электрических режимов.

*Ключевые слова: энергосистема, максимально допустимый переток мощности, напряжение.*

## The influence of voltage levels on the measure points of the power system on the maximum allowable power flow in cross section

V'acheslav Petrov, Andrey Almendeev

Samara State Technical University; the branch of JSC «SO UPS» – «Samara RDO»  
Samara, Russian Federation  
PetroV.V.163@yandex.ru

In the management of large power systems, characterized by large power flows, it is necessary to consider the issues of static and dynamic stability. As one of the criteria, taking into account the constraints on stability conditions, use the maximum allowable active power flow in the cross section of the power system. The values for the maximum permissible active power flow in the cross section depends on several parameters. One such parameter is the voltage of the source mode chosen for calculation of the permissible values of power flows. In the PC RastrWin 3.0 developed power system model, the equivalent model of the power system of the Samara. The calculation of electric modes and the calculated values of the maximum allowable power flow in the cross section according to the criterion of ensuring ampacity of the equipment. As a result of the influence of voltage on the source schema on the maximum allowable power flow in cross section. The research results can be used in practical calculations of electrical modes.

*Keywords: power system, the maximum allowable power flows, voltage.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

В практике диспетчерского управления для эффективного ведения электрического режима используется несколько параметров, среди которых: максимально допустимый переток активной мощности в сечении (МДП), сальдо-переток активной мощности в сечении, токовая загрузка сетевых элементов, напряжение в контрольных пунктах [1, 2].

МДП рассчитывается для каждой конкретной схемы и учитывает условия статической и динамической устойчивости для нормальных и послеаварийных режимов. Расчет МДП производится по шести критериям [2], причем определяющим для многих энергосистем является критерий длительно допустимой токовой нагрузки сетевых элементов:

$$P_{\text{доп}} = P_{\text{д/ав}} \left( I_{\text{п/ав}}^{\text{доп}} \right) - \Delta P_{\text{н.к}} + \Delta P_{\text{ПА}}, \quad (1)$$

где  $P_{\text{д/ав}} \left( I_{\text{п/ав}}^{\text{доп}} \right)$  – переток активной мощности в сечении в доаварийном режиме, соответствующий допустимой токовой нагрузке сетевых элементов в послеаварийных режимах после нормативных возмущений (МВт);  $\Delta P_{\text{ПА}}$  – приращение допустимого перетока активной мощности в сечении за счет реализации управляющих воздействий от устройств и комплексов противоаварийной автоматики (МВт);  $\Delta P_{\text{н.к}}$  – амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в сечении (МВт).

В результате различных возмущений становится возможным превышение МДП в сечении. В этом случае диспетчерским персоналом проводятся мероприятия по сни-



жению сальдо-перетока мощности в сечении. К таким мероприятиям относятся: увеличение генерации активной мощности в дефицитной части энергосистемы, перенесение точек раздела электрической сети, и, если данные мероприятия были недостаточно эффективны, производится ввод графиков временных ограничений, которые связаны с нарушением электроснабжения потребителей [1]. В ранее опубликованных работах [3] был предложен метод разгрузки сечения энергосистемы путем снижения напряжения в узлах нагрузки дефицитной части энергосистемы. Однако в представленных ранее расчетах принималось допущение, что МДП не изменится с изменением параметров режима, а зависит только от схемы и температуры окружающего воздуха. Такое допущение используется в практике планирования и управления электрическими режимами ввиду технических трудностей в определении МДП в режиме реального времени.

Целью данной работы является определение влияния уровней напряжения в контрольных пунктах на значение максимально допустимого перетока активной мощности в сечении.

## II. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

В [3] в качестве альтернативного мероприятия по разгрузке сечения предлагалось снижать напряжение в узлах нагрузки, что приводило к снижению потребляемой активной мощности энергосистемы в соответствии со статическими характеристиками нагрузки по напряжению.

Для анализа влияния уровней напряжения на МДП сечения на разработанной ранее в программном комплексе RastrWin модели [3] проводилось определение максимально допустимого перетока активной мощности по критерию обеспечения длительно допустимой токовой нагрузки оборудования в соответствии со стандартом [2], без учета нерегулярных колебаний и нагрузки подключенной к устройствам противоаварийной автоматики. Расчет состоял из нескольких шагов: моделирование исходного (ремонтного) режима с контролем отсутствия нарушения ряда ограничений; моделирование аварийного возмущения (отключение АТ 500 кВ на ПС «А»); пошаговое утяжеление послеаварийного режима до регистрации перегрузки одного из сетевых элементов (в данном случае определяющим элементом являлась оставшаяся в работе цепь двухцепной линии электропередач 110 кВ «Р» [3]); возвращение на 1 шаг назад; восстановление исходной схемы; фиксация значения сальдо-перетока активной мощности сечения, которое и является МДП сечения. Расчет производился для четырех вариантов: I – нормальный режим; II – режим со сниженным значением напряжения в энергосистеме; III – режим с повышенным рабочим напряжением высоковольтной линии «Р» (путем переключения отпайки РПН на более высокую ступень); IV – ре-

жим с повышенным рабочим напряжением линии «Р» и сниженным напряжением в энергосистеме.

В результате расчета режимов получены следующие значения (табл. I).

Таблица I. ЗНАЧЕНИЯ ПЕРЕТОКА МОЩНОСТИ В СЕЧЕНИИ «Р» (МВт)

	I	II	III	IV
Исходный режим	292,746	278,374	293,453	272,309
ПА режим	287,622	271,929	286,884	263,403
Утяж. режим	314,873	298,227	327,342	316,053
Восст. схема. (МДП)	319,788	305,137	334,07	324,689

Как видно из табл. I, снижение напряжения в энергосистеме и изменение напряжения электропередачи привело к изменению как МДП, так и сальдо-перетока мощности в сечении в послеаварийном режиме. Положительный эффект можно вычислить по следующей формуле (табл. II):

$$\Delta_n = (P_{\text{МДП}n} - P_{\text{МДП}}) - (P_{\text{ПА}n} - P_{\text{ПА}}). \quad (2)$$

Таблица II. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА  $\Delta$  (МВт)

n	II	III	IV
$\Delta$	1,042	15,02	29,12

## III. ВЫВОДЫ

Таким образом, при ликвидации аварийного нарушения, характеризующегося нарушением МДП сечения, путем ввода графиков аварийного ограничения их объем можно уменьшить, если до ввода графиков снизить напряжение в дефицитной энергосистеме при условии поддержания напряжения электропередачи на заданном уровне.

## Список литературы

- [1] СТО 59012820.29.240.007-2008. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем: Стандарт ОАО «СО ЕЭС».
- [2] СТО 59012820.27.010.001-2013. Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС»: Стандарт ОАО «СО ЕЭС».
- [3] Петров В.В., Альмендеев А.А., Котенев В.И. Использование статических характеристик крупных узлов нагрузки при ликвидации аварийных режимов энергосистем // Энергетика глазами молодежи: Матер. 5-й Междунар. науч.-техн. конф. – Иваново, 2015. – Т. 1. – С. 163–166.

# Ликвидация токовой перегрузки оборудования путем изменения напряжения в узлах, балансирующих по реактивной мощности

В.В. Петров, А.А. Альмендеев

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», Филиал АО «СО ЕЭС» – «Самарское РДУ»  
Самара, Российская Федерация  
PetroV.V.163@yandex.ru

Одним из контролируемых критериев при ведении режима электроэнергетической системы является отсутствие перегрузки сетевых элементов по току. При расчете и оптимизации электрических режимов данный критерий выступает в качестве одного из множества ограничений. В результате аварийных событий возможно нарушение данного ограничения, что приведет к выходу оборудования из строя и дальнейшему развитию аварии. Таким образом, становится актуальным вопрос ликвидации недопустимой токовой перегрузки оборудования в послеаварийных режимах. В ПК Mathcad разработана модель энергосистемы и проведен расчет серии электрических режимов методом узловых напряжений. Решение системы узловых уравнений производится с помощью итерационного метода Ньютона. В результате расчета режимов определены перетоки мощности в ветвях схемы. Получены зависимости тока, протекающего через сетевые элементы, от значений напряжения в узлах, балансирующих по реактивной мощности. Результаты исследований могут быть использованы в практике оперативного управления режимом энергосистемы для ликвидации недопустимых перегрузок оборудования.

*Ключевые слова: энергосистема, напряжения, токовая перегрузка, метод Ньютона.*

## Exclusion of current overload of equipment by voltage changes in the nodes, balancing by reactive power

V'acheslav Petrov, Andrey Almendeev

Samara State Technical University; the branch of JSC «SO UPS» – «Samara RDO»  
Samara, Russian Federation  
PetroV.V.163@yandex.ru

One of the measure of maintenance of power system (PS) is the absence of overloading of network elements current. In analysis and optimization of power mode this criterion is one of many restrictions. As a result of emergency events may be in breach of this restriction, which will lead to equipment failure and the further development of the accident. Thus, it becomes relevant question of the elimination of unacceptable current overload of equipment in post-emergency condition. In the PC Mathcad developed a theoretical model of the energy system and the calculation of a series of the mode of the power system by the method of nodal voltages. The solution of the system of nodal equations is performed using an iterative Newton method. As a result of determined power flows in the branches of the circuit. The dependences of the current flowing through the network element from values of voltage in nodes for balancing reactive power. The research results can be applied in the practice of operational management mode of the power system for the elimination of inadmissible overloads of equipment.

*Keywords: power system, voltage, current overload, Newton's method.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Эффективное ведение режима электроэнергетической системы ввиду многообразия процессов, протекающих во всех элементах энергосистемы, представляет собой весьма сложную задачу. Ввиду этого в практике диспетчерского управления используют ряд контролируемых параметров, которые приведены в стандартах организации ОАО «СО ЕЭС» [1]. Среди них выделим следующие контролируемые величины: максимально допустимый переток активной мощности в сечении, сальдо-переток активной мощности в сечении, токовая нагрузка сетевых элементов, напряжение в контрольных пунктах.

Сальдо-переток активной мощности в сечении – это суммарное значение активной мощности, проходящей через все элементы одного сечения. Сечение – это совокупность сетевых элементов, по которым обеспечивается

связь энергосистемы с внешней энергосистемой и отключение которых приводит к выделению энергосистемы на изолированную работу. Максимально допустимый переток активной мощности в сечении (МДП) – максимальное значение сальдо-перетока. МДП рассчитывается для каждой конкретной схемы и учитывает условия статической и динамической устойчивости для нормальных и послеаварийных режимов. Контрольные пункты по напряжению – это некоторые контрольные точки энергосистемы, в которых контролируется уровень напряжения. Для каждого контрольного пункта определяется нижний и верхний предупредительный предел, а также минимально допустимый, максимально допустимый и аварийно допустимый уровень напряжения.

В результате различных возмущений, как, например, аварийное отключение одного или нескольких сетевых элементов или же неплановое увеличение электропотреб-

ления, возможно возникновение токовой перегрузки одного или нескольких сетевых элементов. В этом случае оперативным персоналом проводятся мероприятия по снижению токовой загрузки сетевого элемента. К таким мероприятиям относятся: увеличение генерации активной мощности в дефицитной части энергосистемы и снижение генерации активной мощности в избыточной части, изменение топологии сети путем коммутаций ветвей схемы. Если вышеперечисленные мероприятия были недостаточно эффективны, то диспетчерским персоналом отдаются команды на ограничение электропотребления, что приводит к недоотпуску электроэнергии [1]. В ранее опубликованных работах [4] предлагался метод снижения токовой загрузки сетевых элементов, основанный на изменении напряжения в начале и конце перегружаемой ветви. Целью данной работы является анализ влияния изменения напряжения во всей энергосистеме на токовую нагрузку отдельных сетевых элементов.

## II. ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Активная и реактивная мощность, передаваемая по ветвям электрической сети, может быть определена по следующим выражениям [3]:

$$P = \frac{U_1 U_2}{x_{ЛЭП}} \sin \delta; \quad (1)$$

$$Q_1 = \frac{1}{x_{ЛЭП}} (U_1^2 - U_1 U_2 \cos \delta); \quad (2)$$

$$Q_2 = \frac{1}{x_{ЛЭП}} (U_2^2 - U_1 U_2 \cos \delta), \quad (3)$$

где  $U_1$  и  $U_2$  – напряжения в начале и конце ЛЭП;  $Q_1$  и  $Q_2$  – реактивная мощность начала и конца ЛЭП;  $x_{ЛЭП}$  – реактивное сопротивление ЛЭП;  $\delta$  – угол между векторами напряжений  $U_1$  и  $U_2$ .

Таким образом, управление потоками мощности можно осуществлять путем воздействия на напряжение в начале ( $U_1$ ) и в конце ( $U_2$ ) сетевого элемента, а также на угол между векторами напряжений  $U_1$  и  $U_2$ .

Изменять уровни напряжений можно различными способами: изменением генерации реактивной мощности в генерирующих узлах; переключением отпаяк РПН и ПБВ трансформаторов; коммутацией источников и потребителей реактивной мощности (высоковольтные линии электропередач, управляемые шинные реакторы, а также другие различные компенсаторы реактивной мощности (в том числе устройства FACTS)).

Предлагаемый метод является режимным мероприятием, который можно использовать с оборудованием, находящимся в текущей эксплуатации.

## III. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Для проведения расчетов электрических режимов в программном комплексе Mathcad была разработана модель энергосистемы, за основу которой взята часть Самарской энергосистемы. Модель состоит из двенадцати узлов, включая 4 узла 220 кВ, моделирующих шины высокого напряжения ПС 220 кВ (№ 2, 4, 6, 8), 4 узла 110 кВ, моделирующих шины низкого напряжения ПС 220 кВ (№ 1, 3, 5, 7), один узел напряжением 220 кВ (№ 13 – балансирующий по активной и реактивной мощности), моделирующий связь с внешней энергосистемой, представленной шинами

бесконечной мощности, один узел 110 кВ, моделирующий шины подстанции 110 кВ (№ 11), один узел 110 кВ, моделирующий шины электростанции, осуществляющей генерацию заданных значений активной и реактивной мощности (№ 10), и один узел 110 кВ, моделирующий электростанцию, осуществляющую генерацию активной мощности и балансирующую по реактивной мощности (№ 9). Также в модель энергосистемы входят четыре трансформаторные ветви, шесть ветвей 220 кВ, по четырем из которых осуществляется связь энергосистемы с внешней ЭЭС (№ 13 – 2, 13 – 4, 13 – 6, 13 – 8), и 6 ветвей 110 кВ. Четыре линии 220 кВ, по которым обеспечивается связь с балансирующим узлом, образуют сечение № 1, по которому контролируется переток активной мощности (рис. 1, табл. 1).

Таблица I. ТАБЛИЦА УЗЛОВ

№ узла	$U_{ном}$ , кВ	$P$ , МВт	$Q$ , МВАр	$U_{зд}$ , кВ
1	110	-32	-14	-
2	220	-20	-5	-
3	110	-80	-63	-
4	220	0	0	-
5	110	-50	-19	-
6	220	0	0	-
7	110	-60	-30	-
8	220	0	0	-
9	110	40	~	115
10	110	50	50	-
11	110	-50	-20	-
13 (БУ)	220	~	~	225

Нагрузка задается в виде полиномов второй степени, отражающих регулирующий эффект нагрузки по напряжению:

$$P(U) = P_{ном} \left[ 0,83 - 0,3 \left( \frac{U}{U_{ном}} \right) + 0,47 \left( \frac{U}{U_{ном}} \right)^2 \right]; \quad (4)$$

$$Q(U) = Q_{ном} \left[ 3,7 - 7 \left( \frac{U}{U_{ном}} \right) + 4,3 \left( \frac{U}{U_{ном}} \right)^2 \right], \quad (5)$$

где  $P_{ном}$  – номинальная активная мощность нагрузки;  $P(U)$  – расчетная активная мощность нагрузки;  $Q_{ном}$  – номинальная реактивная мощность нагрузки;  $Q(U)$  – расчетная реактивная мощность нагрузки;  $U_{ном}$  – номинальное напряжение узла;  $U$  – расчетное напряжение в узле.

В качестве аварийного возмущения выбрано отключение линии 220 кВ № 13 – 6, которая входит в состав сечения и обеспечивает связь энергосистемы с внешней ЭЭС. Расчет электрического режима производился методом узловых напряжений [2]. Была составлена система уравнений балансов мощностей для каждого узла вида:

$$w_{Pk} = P_k - g_{kk} U_k^2 - U_k \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^{n+1} U_j (g_{k,j} \cos \delta_{k,j} - b_{k,j} \sin \delta_{k,j}); \quad (6)$$

$$w_{qk} = Q_k - b_{kk} U_k^2 - U_k \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^{n+1} U_j (b_{k,j} \cos \delta_{k,j} - g_{k,j} \sin \delta_{k,j}), \quad (7)$$

$$\delta_{k,j} = \delta_k - \delta_j; \quad k, j = 1, \dots, n,$$

где  $P$  – активная мощность узла;  $Q$  – реактивная мощность узла;  $U$  – напряжение узла;  $g$ ,  $b$  – активная и реактивная проводимости ветви;  $\delta$  – угол между векторами напряжений;  $k$ ,  $j$  – номера узлов;  $n$  – число узлов.



Потребляемая электроприемниками активная мощность в послеаварийном режиме составила 296,222 МВт.

Как видно из табл. 3, по ветви № 9 – 7 протекает ток, превышающий длительно допустимое значение. Допустим, что в генерирующих узлах отсутствует резерв активной мощности, а изменение топологии сети не представляется возможным. Тогда, в соответствии с инструкцией по предотвращению развития и ликвидации аварийных нарушений [1], необходимо отключить часть нагрузки дефицитной энергосистемы. В результате отключения 30 МВт в узле № 7 ток, протекающий по ветви 7 – 9, снизился до 506 А.

Однако данную перегрузку можно ликвидировать и другим способом, а именно перераспределив перетоки мощности путем изменения напряжения в узлах энергосистемы. В качестве регулирующих узлов выбраны балансирующий узел № 13, для которого заданы 3 значения напряжения: 220, 225 и 230 кВ, и узел № 9, для которого заданы значения напряжения от 90 до 130 кВ с шагом в 5 кВ. В результате расчета серии электрических режимов получены графики зависимости тока в ветви № 7 – 9 от напряжений в узлах-регуляторах (рис. 2).

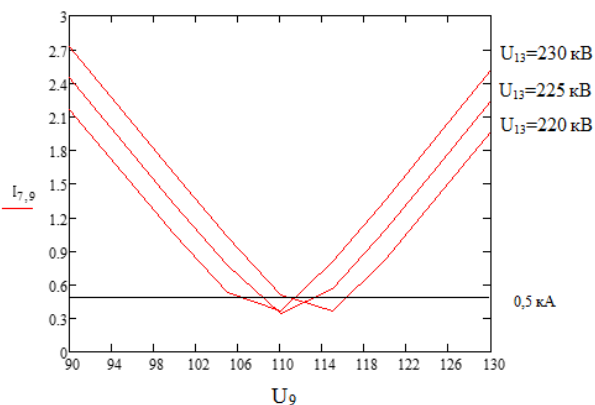


Рис. 2. Зависимость тока в ветви № 7 – 9 от напряжений в узлах-регуляторах

Как видно из графика на рис. 2, условию отсутствия токовой перегрузки линии № 7 – 9 удовлетворяет множество режимов, в которых токовая нагрузка линии № 7 – 9 меньше 0,51 кА. Ввиду этого формируется новая задача – поиск оптимального режима энергосистемы с отсутствием нарушений по условиям статической и динамической устойчивости.

Решение данной задачи осуществляется методом перебора. В качестве критерия оптимизации предлагается использовать критерий минимума недоотпуска электроэнергии, который будет соответствовать максимуму потребляемой активной мощности в энергосистеме:

$$P_{\text{ндо}}(U_{n-y}) = \sum P_{n-\text{нар}} - \sum P_{n-y}(U_{n-y}) \rightarrow \min, \quad (9)$$

где  $P_{n-\text{нар}}$  – потребляемая электроприемниками активная мощность в послеаварийном режиме;  $P_{n-y}$  – потребляемая электроприемниками активная мощность в установившемся режиме:

$$P_{n-y}(U_{n-y}) = P_{n-\text{зд}} \times \left[ 0,83 - 0,3 \left( \frac{U_{n-y}}{U_{n-\text{ном}}} \right) + 0,47 \left( \frac{U_{n-y}}{U_{n-\text{ном}}} \right)^2 \right]. \quad (10)$$

При этом должны соблюдаться следующие ограничения:

$$U_{\text{ннн}_n} < U_{y-n} < U_{\text{макс}_n}; \quad (11)$$

$$I_{i,j}(U_{y-n}) < 1,05 I_{i,j-\text{длн}}; \quad (12)$$

$$P_{n-\text{зд}} = P_{n-\text{ном}}, \quad (13)$$

причем

$$i = 1, \dots, (n-1); \quad k = 1, \dots, (n-i); \quad j = (i+k) \leq n,$$

где  $U_{n-\text{ннн}}$  – нижнее предупредительное значение напряжения для контрольного пункта;  $U_{n-\text{макс}}$  – максимально допустимое напряжение для контрольного пункта;  $I_{i,j}$  – ток ветви между узлами  $i$  и  $j$ ;  $I_{i,j-\text{длн}}$  – длительно допустимое значение тока ветви;  $P_{n-\text{ном}}$  – номинальное значение активной мощности узла;  $P_{n-\text{зд}}$  – заданное значение активной мощности узла.

С учетом представленных выше ограничений из множества решений были выделены пять режимов, для которых произведен расчет потребляемой электроприемниками активной мощности и недоотпущенной активной мощности по формуле (9) – табл. 4, 5.

Таблица IV. Значения потребляемой электроприемниками активной мощности

$U_{13}$ \ $U_9$	110 кВ	115 кВ
220 кВ	294,286 МВт	0
225 кВ	296,222 МВт	301,073 МВт
230 кВ	298,188 МВт	303,093 МВт

Таблица V. Значения недоотпуска активной мощности

$U_{13}$ \ $U_9$	110 кВ	115 кВ
220 кВ	1,936 МВт	0
225 кВ	0 МВт	-4,851 МВт
230 кВ	-1,966 МВт	-6,871 МВт

Исходя из данных табл. 5, для эффективной ликвидации токовой перегрузки линии № 7 – 9 с помощью изменения напряжения в узлах № 13 и 9 с соблюдением всех ограничений необходимо установить значения напряжения в узле № 9 на уровне 115 кВ, а в узле № 13 – на уровне 230 кВ.

#### IV. Выводы

Таким образом, доказана возможность разгрузки элементов сети по току путем изменения напряжения в генерирующих узлах. Подтверждена возможность использования предложенного метода для ликвидации аварийных режимов. Приведены зависимости токов в ветвях энергосистемы от значений напряжения в генерирующих узлах.

#### Список литературы

- [1] СТО 59012820.29.240.007-2008. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем: Стандарт ОАО «СО ЕЭС».
- [2] Идельчик В.И. Электрические системы и сети. М.: Энергоатомиздат, 1989.
- [3] Веников В.А. Режимы объединенных энергетических систем (регулирование частоты и мощности при международном обмене электроэнергией) / под. ред. д.т.н., проф. В.А. Веникова. – М.; Л.: Государственное энергетическое издательство, 1960. – 96 с.
- [4] Петров В.В., Альмендеев А.А., Котенев В.И. Управление перетоками мощности при работе электрической системы в послеаварийном режиме // Энергетика глазами молодежи: Матер. 5-й Междунар. науч.-техн. конф. – Иваново, 2015. – Т. 1. – С. 167–170.

# Использование программы «Рокада» в расчёте допустимых перетоков мощности Алтайской энергосистемы

И.А. Поляков<sup>1,3</sup>, Г.А. Чугунов<sup>2,3</sup>, С.Д. Капустин<sup>3</sup>, С.О. Хомутов<sup>3</sup>, Д.Н. Шахворостова<sup>2,3</sup>, В.А. Капустин<sup>2</sup>,  
А.А. Черепанов<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Филиал АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ, Якутск, Россия

<sup>2</sup> Филиал АО «СО ЕЭС» Алтайское РДУ, Барнаул, Россия

<sup>3</sup> ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова», Барнаул, Россия  
neomoria@gmail.com

В настоящий момент в практике управления режимами работы энергосистем широко распространён метод расчёта допустимых перетоков активной мощности в сечениях, который подразумевает расчёт одного результирующего значения для максимально допустимого перетока (МДП) и аварийно допустимого перетока (АДП). Выявление величин, влияющих на допустимую область режимов, представляет собой важную задачу. Отсутствие учёта этих величин неизбежно приводит как к заниженным значениям допустимых перетоков мощности (недоиспользование сети), так и к завышенным (недопустимый риск нарушения устойчивости). В связи с этим для совершенствования функций оперативно-диспетчерского управления энергосистемой актуальным является разработка и внедрение методов и алгоритмов определения границ области допустимых режимов. В работе использованы метод моделирования электроэнергетических систем в программе «Рокада», модели для расчёта установившихся электрических режимов Алтайской энергосистемы, статистический анализ режимных параметров Алтайской энергосистемы. Рассчитана область допустимых режимов в сечении «ББУ-3» Алтайской энергосистемы. Дан анализ соответствия полученной области и действующей диспетчерской документации Филиала ОАО «СО ЕЭС» Алтайское РДУ. Рассмотрено расположение существовавших электрических режимов в рассчитанной области. Результаты исследования могут быть применены при управлении режимами работы энергосистем.

*Ключевые слова: сечение, энергосистема, переток мощности, устойчивость.*

## The application of «Rocada» to the calculation of tolerance power flow in altai power system

I. Polyakov<sup>1,3</sup>, G. Chugunov<sup>2,3</sup>, S. Kapustin<sup>3</sup>, S. Khomutov<sup>3</sup>, D. Shahvorostova<sup>2,3</sup>, V. Kapustin<sup>2</sup>, A. Cherepanov<sup>1</sup>

<sup>1</sup> «System Operator of the United Power System», JSC, Yakut regional dispatching management, Yakutsk, Russia

<sup>2</sup> «System Operator of the United Power System», JSC, Altai regional dispatching management, Barnaul, Russia

<sup>3</sup> Polzunov Altai State Technical University, Barnaul, Russia

neomoria@gmail.com

Currently load dispatching is predominantly based upon the method of computing tolerance active power flows in sections, which implies calculating the same resultant value for both maximum tolerance flow and emergency tolerance flow. It is important to identify variables affecting the tolerance area of electric mode. Ignoring these variables inevitably leads either to underestimated values of tolerance flow (underutilization of the network) or overestimated values of tolerance flow (unacceptable risk of dynamic stability upset). In this regard, the development and implementation of methods and algorithms aimed at defining the boundaries of the tolerance area of electric mode are critical to improving dispatching management of the power system. The research has been conducted using simulation mode for modeling a unified electric power system in «Rocada», computing model for steady-state power system mode of the Altai energy system, statistic analysis of the Altai energy system operating condition. The convergence domain of steady-state power system mode in section BBU-3 of the Altai grid has been calculated. The correspondence between the measurement-derived domain and the active supervisory reports provided by «System Operator of the United Power System», Joint-stock Company («SO UPS», JSC) Altai regional dispatching management has been analyzed. The location of existing electrical modes in the calculated field has been considered. The research results can be applied to electric mode operation.

*Keywords: section, power system, power flow, stability.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Ранее в данном издании опубликован ряд статей [1 – 4], раскрывающих одну из проблем определения и назначения допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях электроэнергетических систем (далее – допустимые перетоки), относящуюся к расчётам устано-

вившихся режимов. Указанная проблема заключается в зависимости величин допустимых перетоков от множества параметров, включающих в себя элементы расчётных моделей, настройку и состояние средств противоаварийной автоматики, температуру окружающей среды и т.д. Фиксация влияющих параметров позволяет более точно отразить взаимосвязь между величинами контролируемых

перетоков в сечении и их ограничениями. Так, например, при выводе одной из цепей двухцепной ЛЭП оставшаяся в работе цепь будет загружена сильнее, хотя суммарный переток по ЛЭП может и не измениться. В этом случае в качестве параметра выделяют топологию сети и определяют допустимые перетоки для различных его значений – для нормальной и ряда ремонтных схем.

Выделение влияющих параметров позволяет повысить точность назначения допустимых перетоков, но увеличивает трудоёмкость задачи. Подобно экономическим кривым спроса и предложения, расчёт допустимых перетоков в настоящее время является компромиссом, приемлемым соотношением между трудозатратами и точностью расчётов.

## II. МЕТОД ЗАМЕНЫ НА ЭКВИВАЛЕНТ ПРИМЫКАНИЯ

Для сокращения числа параметров, влияющих на величины допустимых перетоков, предложен метод [5, 6], заключающийся в замене части узлов и ветвей модели по одну из сторон сечения на эквивалент (далее – метод), а также разработана программа для ЭВМ «Рокада» [7], реализующая указанный метод. Применение метода и работа программы «Рокада» рассмотрена на абстрактных моделях электроэнергетических систем [5, 6, 8].

Для оценки практической применимости метода и программы «Рокада» для решения задач по определению допустимых перетоков в сечениях энергосистем рассмотрено контролируемое сечение Филиала ОАО «СО ЕЭС» Алтайское РДУ «ББУ-3», схема которого представлена на рис. 1.

В качестве узлов примыкания рассмотрены ПС 220 кВ Чесноковская и ПС 500 кВ Барнаульская. В одном из узлов, принятом в качестве базового узла, задаются модуль и угол напряжения (в рассматриваемом случае – узел ПС 500 кВ Барнаульская, сторона низкого напряжения – 220 кВ). В другом узле – втором узле примыкания – моделируется активная и реактивная мощность нагрузки, равная по величине перетоку мощности по связи с рассматриваемым узлом примыкания, но взятая с обратным знаком.

Указанные параметры эквивалента примыкания выбираются исходя из местных условий и могут быть измерены непосредственно при помощи средств телеизмерения.

Элементы за узлами примыкания не рассматриваются, а их влияние учитывается выбранными выше параметрами.

Энергорайон, получающий питание по сечению «ББУ-3», представлен в упрощённом виде одним нагрузочным узлом, баланс которого по активной и реактивной мощности соответствует часу максимума зимнего периода.

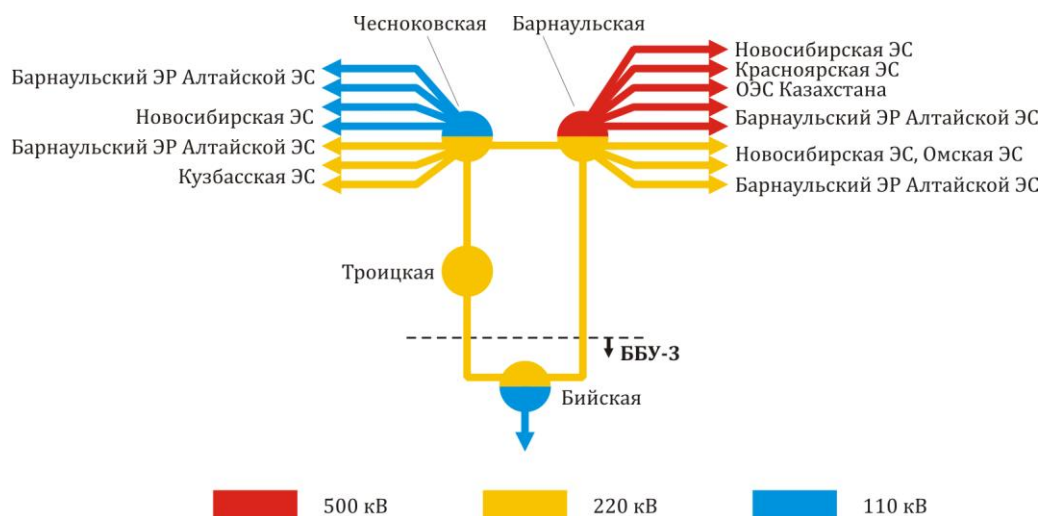


Рис. 1. Схема рассматриваемого сечения

Параметры узлов исследуемой модели представлены в табл. 1. Параметры ветвей – в табл. 2.

Таблица I. ПАРАМЕТРЫ УЗЛОВ

№ пп	Название	Тип	$U_{ном}$ , кВ	$P_{нагр}$ , МВт	$Q_{нагр}$ , Мвар	$P_{ген}$ , МВт	$Q_{ген}$ , Мвар
1	Барнаульская	BU	223	0	0	0	0
2	Бийская	PQ	220	27	-3	0	0
3	Чесноковская	PQ	220	50	10	0	0
4	Троицкая	PQ	220	15	6.1	0	0

Таблица II. ПАРАМЕТРЫ ВЕТВЕЙ

№ пп	№ нач.	№ кон.	$r$ , Ом	$x$ , Ом	$Bш$ , мксм
1	1	2	16,4	69,1	-460
2	2	4	6,0	25,0	-160
3	4	3	7,6	31,5	-210

Модель, сформированная по данным табл. 1 и 2, отображаемая в интерфейсе программы «Рокада», представлена на рис. 2.

Для рассматриваемой модели в программе «Рокада» определены следующие ограничения, являющиеся критериями для определения величин аварийно допустимых перетоков (АДП):

- сходимость итерационного вычислительного процесса как практический индикатор статической аperiodической устойчивости;
- допустимые токовые нагрузки сетевых элементов (710 А для ВЛ 220 кВ Барнаульская – Бийская, 605 А для ВЛ 220 кВ Троицкая – Бийская);
- запас 10 % по напряжению от значения критического напряжения по условию устойчивости двигательной нагрузки.

Результаты расчётов представлены на рис. 3.



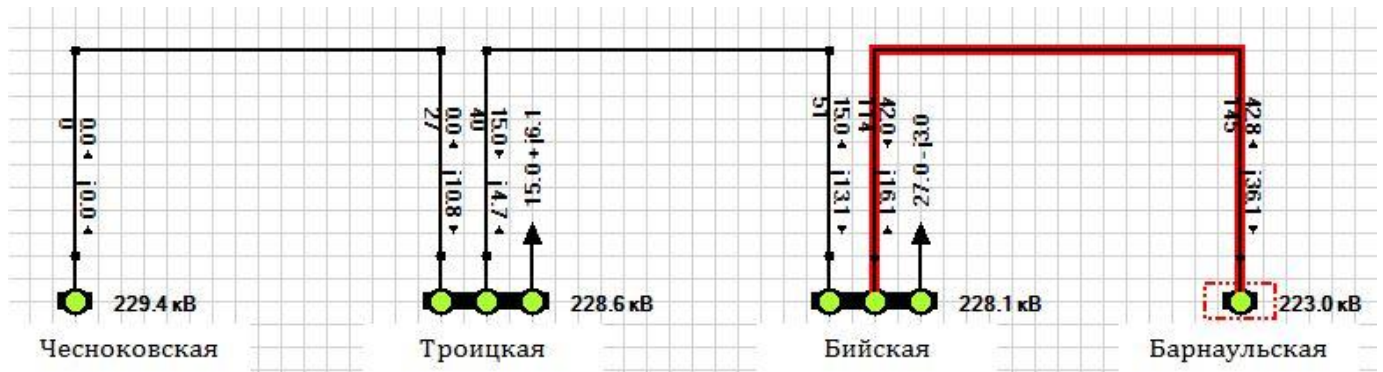


Рис. 2. Рассматриваемая модель в интерфейсе программы для ЭВМ «Рокада»

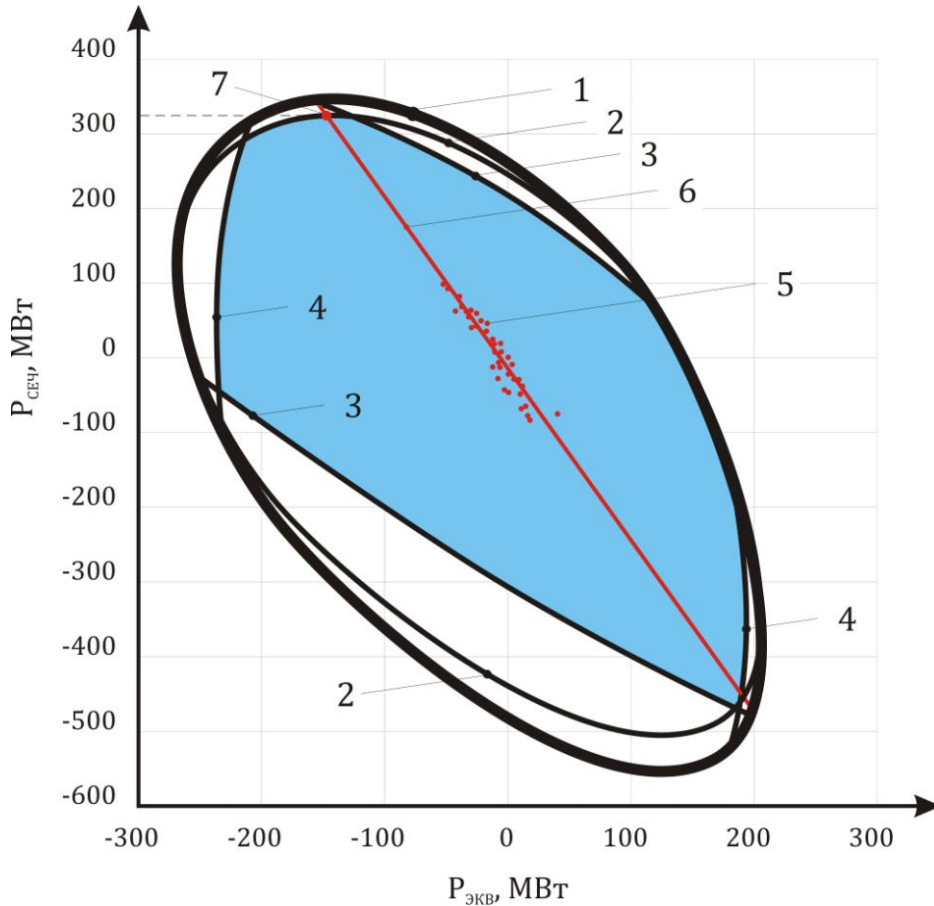


Рис. 3. Проекция области допустимых режимов работы: 1 – область статической аperiodической устойчивости; 2 – область, соответствующая 8 % запасу по статической аperiodической устойчивости (по величине перетока в сечении); 3, 4 – ограничения по допустимой токовой нагрузке сетевых элементов сечения (воздушных линий 220 кВ); 5, 6 – положения фактических режимов и линейная модель регрессии; 7 – предельный режим (синяя область – область допустимых режимов работы)

На рис. 3 изображена проекция области допустимых режимов на плоскость, сформированную осями «переток в сечении «ББУ-3»» и «мощность первого узла примыкания (Чесноковская)». Проекция соответствует значению напряжения второго узла примыкания  $U_6 = 223$  кВ (Барнаульская) и реактивной мощности второго узла  $Q_{экв} = 10$  Мвар.

Линия 6 на рис. 3 является линейной моделью регрессии и построена для массива фактически измеренных в разное время данных 5. Она отражает фактическую траекторию утяжеления для данного сечения.

Утяжеление, проводимое классическим методом, таким образом, соответствует смещению режима вдоль ли-

нии 6 на рис. 3. Значения параметров  $Q_{экв}$  и  $U_6$ , для которых построена проекция области допустимых режимов, выбраны близкими к соответствующим параметрам, полученным при классическом утяжелении. Эти условия позволяют соотнести результаты, полученные классическим методом при утяжелении и предлагаемым методом.

Точка 7 на рис. 3 является предельным режимом, соответствует значению перетока в сечении «ББУ-3», равному 325 МВт, и ограничена областью 8 % запаса по статической аperiodической устойчивости. С учётом нерегулярных колебаний активной мощности в сечении «ББУ-3» на уровне 15 МВт аварийно допустимый переток (АДП) в выбранном направлении составляет 310 МВт, что соот-

ветствует значению (по величине и по ограничивающему критерию), представленному в реальных диспетчерских инструкциях [9].

### III. ВЫВОДЫ

Анализ результатов расчётов показывает, что метод и программа «Рокада» в выбранном направлении изменения режима (траектории утяжеления) в рассматриваемом примере дают результаты, аналогичные полученным классическим методом и представленным в действующих диспетчерских инструкциях. Однако требуется апробация метода и программы для существенного большего количества сечений и рассматриваемых ограничивающих режимов.

### Список литературы

- [1] Поляков И.А. Автоматическое текущее определение величин допустимых по выбранным критериям перетоков в контролируемых сечениях энергосистем // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. 4-й Междунар. науч.-техн. конф., г. Новочеркасск, 14 – 18 октября 2013 г. / Мин-во образования и науки РФ; Юж.-рос. гос. политех. ун-т (НПИ) им. М.И. Платова. – Новочеркасск: Лик, 2013. – Т. 1. – С. 204–206.
- [2] Аллошенко А.И., Дьячков В.А. Анализ схемно-режимных факторов на пропускную способность первого сечения московского кольца // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. 4-й Междунар. науч.-техн. конф., г. Новочеркасск, 14 – 18 октября 2013 г. / Мин-во образования и науки РФ; Юж.-рос. гос. политех. ун-т (НПИ) им. М.И. Платова. – Новочеркасск: Лик, 2013. – Т. 1. – С. 48–52.
- [3] Михайленко А.Ф., Репина Е.А. Модернизация централизованной системы противоаварийного управления ОЭС Средней Волги // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. 5-й Междунар. науч.-техн. конф., г. Томск, 10 – 14 ноября 2014 г. / Мин-во образования и науки РФ; Том. политех. ун-т. – Томск, 2014. – Т. 1. – С. 435–443.
- [4] Поляков И.А. Влияние внешних перетоков активной мощности на область допустимых режимов работы контролируемых сечений // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. 5-й Междунар. науч.-техн. конф., г. Томск, 10 – 14 ноября 2014 г. / Мин-во образования и науки РФ; Том. политех. ун-т. – Томск, 2014. – Т. 1. – С. 331–334.
- [5] Поляков И.А. Упрощенный метод определения допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях энергосистем / И.А. Поляков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – Т. 326, № 10. – С. 35 – 45.
- [6] Поляков И.А. Программа расчёта области допустимых режимов работы в контролируемых сечениях энергосистем / И.А. Поляков, Г.А. Чугунов, С.О. Хомутов и др. // Электроэнергетика глазами молодежи: труды 6-й Междунар. науч.-техн. конф., 9 – 13 ноября 2015 г. – Иваново: ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», 2015. – Т. 1. – С. 177–180.
- [7] Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ. Расчёт установившихся режимов, статической устойчивости и допустимых перетоков мощности в электроэнергетических системах / И.А. Поляков [и др.]. – № 2015660900, заявл. 25.08.2015; опубл. 13.10.2015.
- [8] Поляков И.А. Влияние параметров модели эквивалента с двумя узлами примыкания на область сходимости расчета установившихся режимов энергосистем / И.А. Поляков, Г.А. Чугунов, С.Д. Капустин // Глобальный научный потенциал. – 2015. – № 9. – С. 136–139.
- [9] Положение по управлению режимами работы энергосистемы Алтайского края и Республики Алтай. Утверждено распоряжением Филиала ОАО «СО ЕЭС» Алтайское РДУ от 31.07.2015 № 65 «О вводе в действие ПУР», 2015. – 363 с.

# Построение многофакторной модели графиков нагрузки при планировании и анализе оперативных энергетических балансов ЭЭС

А.Г. Русина, Г.Л. Русин, А.Е. Калинин  
ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»  
Новосибирск, Россия  
akalinin1995@gmail.com

В статье рассматривается актуальная задача повышения экономичности режимов электроэнергетических систем. Растущая неустойчивость, волатильность рынков, в том числе и энергетических, приводит к снижению точности прогнозов, качеству планирования и принимаемых управленческих решений, разрабатываемых традиционными методами. Неустойчивость энергетического рынка определяется разнонаправленными экзогенными и эндогенными факторами. С одной стороны, это мировые финансовые, демографические и экологические кризисы, климатические изменения и катастрофы, исчерпание запасов легкодоступных природных энергоресурсов, техническая изношенность и технологическая отсталость. С другой стороны, это лавинообразно развивающийся, труднопрогнозируемый инновационный процесс, включающий новые продукты, услуги, технологии, рынки, методы и средства управления, планирования. Существующие методы, модели, инструменты управления нуждаются в мониторинге, адаптации к современным условиям, дальнейшем развитии. Это противоречие составляет корневую проблему в области разработки и принятия решений управления режимами ЭЭС.

*Ключевые слова: энергетические балансы, неопределённость, математические методы планирования, факторный анализ.*

## Multifactorial model construction of load graphs at the planning and at the analysis of operational power balances of the electric power systems

Anastasiya Rusina, Georgy Rusin, Anton Kalinin  
Novosibirsk State Technical University  
Novosibirsk, Russian Federation  
akalinin1995@gmail.com

The article deals with the actual task of improving the efficiency of electric power systems modes. Growing instability, volatility of markets, including energy markets, reduces the forecast accuracy, the planning quality and management decisions, developed by traditional methods. The energy market instability is determined by the different directions of exogenous and endogenous factors. On the one hand, it is the global financial, demographic, and the environmental crises, climate change and disasters, depletion of readily available natural energy resources, technical depreciation and technological backwardness. On the other hand, it is growing like an avalanche hardly predictable the innovation processes, including new products, services, technologies, markets, methods, management tools and planning. Existing methods, models, management tools need to be monitored and adapted to modern conditions and to the further development. This contradiction is the root problem in the development and decision-making of mode control of electric power system (EPS).

*Keywords: power balances, uncertainty, mathematical planning methods, factor analysis.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

В гидротепловой электроэнергетической системе (ЭЭС) гидроэлектростанции (ГЭС) дают неоспоримые преимущества в экономичности и режимных свойствах. Вместе с тем имеются и очень большие трудности управления такими системами. Если в тепловой системе изменение режима станций зависит главным образом от изменчивости нагрузки, то в гидротепловой – от изменчивости нагрузки и от стока ГЭС. Прогноз нагрузок с годовым упреждением имеет погрешность 5...7 %, а изменчивость

выработки электроэнергии ГЭС может составлять до 50 % при условии применения технологии непрерывных корректировок [1 – 3]. Управление режимами при такой неопределённости становится очень сложной задачей, при этом изменяются адресные потоки и трассы. Неопределённость частично устраняется, если проводить непрерывные корректировки балансов. Только уточнение нагрузки требует до 1000 и более корректировок [1, 3], а если корректировать сток ГЭС, то число корректировок значительно возрастает.

## II. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ БАЛАНСОВ

### А. Формирование трасс в ОЭС Сибири, влияющих на энергетические балансы

Главным новшеством в составлении энергетических балансов является функционирование электроэнергетического рынка. Существует единственная обоснованная методика «затраты предприятия на продукт – его цена на рынке – продажа /приобретение». Затраты предприятия на продукт зависят от того, как они рассчитываются в среднем или адресно [3, 4, 7].

Приведём пример изменения энергетических балансов и трасс потоков электроэнергии для годовых балансов ОЭС Сибири (рис. 1).

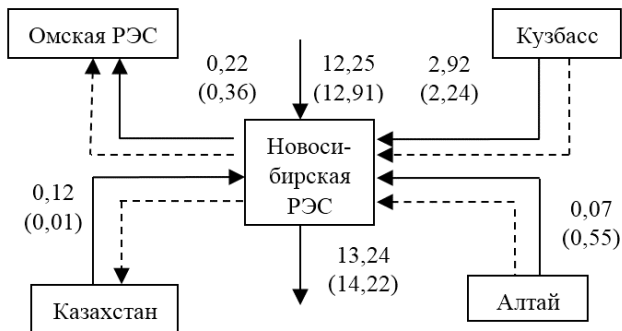


Рис. 1. Балансы электроэнергии Новосибирской энергосистемы, млн кВтч

Из рис. 1 видно, что при различных принципах формирования режимов системы направления трасс межсистемных перетоков могут изменяться.

Достоверность плановых трасс потокораспределения определяется погрешностями расчёта при моделировании альтернативных вариантов. Расчёт альтернативных вариантов решений возможен при применении имитационных методов и компьютеризации процесса. Чтобы поводить имитационные расчеты, необходимо знать факторы, влияющие на погрешность. Такие расчёты частично устраняют неопределенность, и анализ структурной модели электропотребления для Новосибирской энергосистемы будет показан ниже.

### В. Совместная работа нескольких гидроэлектростанций в гидротепловой системе

Совместная работа гидроэлектростанций зависит от степени регулирования стока, установленных мощностей, каскадного расположения станций с гидравлическими связями, одиночного расположения ГЭС на различных водотоках, характеристик оборудования и др. Задача должна решаться по критерию максимальной выгоды использования всех ГЭС в системе, что требует учёта их взаимовлияния. Достаточно строго решение может быть дано только при использовании оптимизационных моделей для всей ЭЭС. Расчёты по совместной работе всех или большей части станций ЭЭС трудоёмкие и требуют глубокого анализа гидроэнергетических и электрических режимов [1, 3].

На режимы объединённых энергосистем оказывают влияние режимы региональных. Выработка электроэнергии ГЭС, а также обеспечение функции станций ограничиваются заявками региональных энергосистем.

В ОЭС Сибири доля ГЭС в структуре мощностей составляет 50 %. Все они ведут годовое регулирование стока, и их мощности постоянно изменяются.

Чтобы составить энергетический баланс, нужны имитационные расчеты и большое количество альтернатив.

Задачи, для которых используются балансы электроэнергии и мощности, разнообразны, поэтому трасы могут оцениваться по различным показателям. Чаще всего оценки включают цены производства и системный эффект. Цены определяются всеми ценами генерирующих и сетевых компаний, а также региональных и объединённых энергосистем, которые имеются на пути пролегания трасы. Системный эффект зависит от энергетических балансов и от участия в них электростанций [1, 3]. Ниже приведены новые положения структурного моделирования процесса электропотребления, которые могут быть использованы при составлении прогнозов графиков нагрузки и определении балансов мощности и энергии для энергосистемы.

## III. СТРУКТУРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

Известно, что существует большое множество переменных, влияющих на режим электропотребления и, соответственно, на качество его прогноза [2, 3, 7]. Во многих работах исследуется влияние отдельных переменных, например температуры, освещённости, силы и направления ветра, календарных особенностей и др. Строятся зависимости, оцениваются поправочные коэффициенты, которые затем рекомендуются в качестве методик для уточнения прогнозов.

Проблема заключается в том, что, во-первых, этих переменных много. Их число растёт. Появляются новые базы данных и информационные системы, предлагающие статистические данные по ряду показателей. Как правило, эти системы коммерческие, не предназначенные непосредственно для нужд управления энергетикой, слабо совместимы, имеют ограниченный доступ. Информационные системы меняются, развиваются методы и инструменты измерений, шкалирования, представления данных, что влияет на их сопоставимость. Поэтому возникает целый ряд важных задач очистки, трансформации, редукции данных, обеспечивающих несущественную потерю точности решений.

Во-вторых, переменные имеют разный характер, например явные и неявные (латентные), экзогенные (внесистемные) и эндогенные (внутрисистемные). Появляется понимание необходимости проверки гипотез и построения зависимостей не только между явными переменными, но между явными и неявными (факторами) и даже между самими неявными переменными.

В связи с этим ниже рассмотрены соответствующие подходы и результаты моделирования режимов на основе факторных и структурных уравнений.

Авторами собрана представительная статистика по минимально возможному для проведения анализа и структурного моделирования набору общепризнанных показателей. Данные приведены к суточной дискретизации на интервале 2014 года. Переменные сгруппированы следующим образом:

- явные эндогенные переменные:  $X_1$  – электропотребление региональной энергосистемы,  $X_2$  – частота,  $X_3$  – переток по территории региональной энергосистемы,  $X_4$  – сальдо-переток для региональной энергосистемы,  $X_5$  – потери от перетока;
- явные экзогенные переменные:  $Y_1$  – день недели,  $Y_2$  – признак выходных дней,  $Y_3$  – температура окружающей среды [6],  $Y_4$  – атмосферное давление,  $Y_5$  – облачность,  $Y_6$  – атмосферные явления,  $Y_7$  – направление ветра,  $Y_8$  – скорость ветра; погодные переменные  $Y_3$  –  $Y_8$  представлены двумя значениями – утренним и вечерним.

В табл. I для предварительного анализа представлена корреляционная матрица для указанных переменных.

Таблица I. КОРРЕЛЯЦИОННАЯ МАТРИЦА ДЛЯ ЯВНЫХ ПЕРЕМЕННЫХ

	$Y_1$	$Y_2$	$X_1$	$X_2$	$X_5$	$X_3$	$X_4$
$Y_1$	1,00						
$Y_2$	0,78	1,00					
$X_1$	-0,12	-0,13	1,00				
$X_2$	-0,02	-0,09	-0,02	1,00			
$X_5$	-0,20	-0,21	0,43	0,07	1,00		
$X_3$	-0,22	-0,21	0,40	0,07	0,57	1,00	
$X_4$	-0,21	-0,22	-0,37	0,11	0,25	0,69	1,00
$Y_3$	0,00	-0,02	-0,93	0,06	-0,38	-0,39	0,36
$Y_4$	0,00	0,05	0,50	0,02	0,14	0,14	-0,27
$Y_5$	0,01	-0,03	0,25	0,03	0,19	0,26	0,06
$Y_6$	-0,06	-0,09	0,32	-0,03	0,12	0,10	-0,14
$Y_7$	-0,01	-0,03	0,14	0,03	0,10	0,20	0,09
$Y_8$	0,00	-0,02	0,03	0,03	0,02	0,06	0,03

Из табл. I видно, например, что наиболее существенно на электропотребление  $X_1$  влияет температура  $Y_3$  (коэффициент корреляции  $r = -0,93$ ), а также атмосферное давление –  $Y_4$  ( $r = 0,50$ ) и потери от перетока –  $X_5$  ( $r = 0,43$ ). Видно также, что температура  $Y_3$  обратно пропорциональна давлению  $Y_4$  ( $r = -0,56$ ).

Анализ табл. I позволил выдвинуть гипотезы о существовании четырех групп факторов (неявных переменных):

- $F_1$  – экзогенный фактор «календарь»;
- $F_2$  – экзогенный метеофактор;
- $F_3$  – экзогенный фактор «перетоки мощности»;
- $F_4$  – эндогенный фактор «характеристики потребляемой электроэнергии».

В результате построен стартовый вариант диаграммы путей структурной модели (см. рис. 2).

Прямоугольниками на диаграмме обозначены явные (измеримые) переменные, описанные выше. Выдвинута гипотеза о том, что явные переменные формируются под влиянием указанных четырех групп факторов  $F_1$  –  $F_4$  (неявные переменные), которые на рис. 2 представлены эллипсами. Например, экзогенный метеофактор погоды  $F_2$

определяет температуру окружающей среды, атмосферное давление, облачность, атмосферные явления, направление ветра, скорость ветра ( $Y_3$  –  $Y_8$ ). Экзогенный календарный фактор определяет день недели, признак выходных дней ( $Y_1$  –  $Y_2$ ).

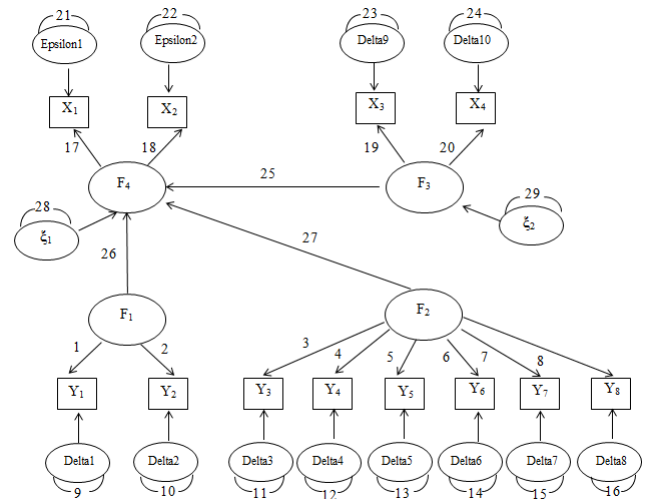


Рис. 2. Диаграмма путей модели структурных уравнений

Стрелками с номерами на рис. 2 представлены неизвестные параметры модели, которые необходимо оценить. Эллипсами, обозначенными символами греческого алфавита с замкнутыми на них ненаправленными связями, представлены случайные возмущения – неучтенные неявные факторы. Номера этих ненаправленных связей определяют дополнительные неизвестные параметры – дисперсии случайных возмущений, которые тоже требуется оценить.

Результаты оценки основных параметров, стандартные отклонения оценок,  $t$ -статистика Стьюдента представлены в табл. II.

Таблица II. МОДЕЛЬ СТРУКТУРНЫХ УРАВНЕНИЙ

Связь	Оценка параметра	Стандартное отклонение	$t$ -статистика Стьюдента
$(F_1) - 1 \rightarrow Y_1$	0,609	4,00E-02	15,2
$(F_1) - 2 \rightarrow Y_2$	0,436	7,71E-02	5,65
$(F_2) - 3 \rightarrow Y_3$	0,586	1,99E +13	0,000
$(F_2) - 4 \rightarrow Y_4$	-0,012	9,44E +14	-0,000
$(F_2) - 5 \rightarrow Y_5$	0,459	2,65E -01	1,73
$(F_2) - 6 \rightarrow Y_6$	0,429	7,78E -02	5,51
$(F_2) - 7 \rightarrow Y_7$	4,291	1,70E -02	252,3
$(F_2) - 8 \rightarrow Y_8$	0,500	1,73E -01	2,87
$(F_3) - 19 \rightarrow X_3$	53,538	9,52E -03	5618,9
$(F_3) - 20 \rightarrow X_4$	33,024	7,41E -02	445,5
$(F_4) - 18 \rightarrow X_2$	0,500	5,69E -02	8,77
$(F_1) - 26 \rightarrow (F_4)$	0,500	1,70E -01	2,94
$(F_2) - 27 \rightarrow (F_4)$	0,500	1,33E -01	3,73
$(F_3) - 25 \rightarrow (F_4)$	0,168	6,69E -02	2,50

Идентификация проведена с использованием модуля SEPATH системы STATISTICA [5].

#### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Расчеты с адресными оценками сложны, и создание методики расчетов и современной компьютерной системы расчетов балансов мощности и энергии позволяет уменьшить неопределенность решений и повысить эффективность управления энергетическими балансами. При этом необходимо постоянно уточнять информацию по нагрузкам, стоку рек, ограничениям; иметь прогнозы нагрузки и выработки электроэнергии, иметь имитационный блок для получения альтернатив; математические модели оптимизации энергетических режимов для систем, обладающих определенными свойствами; учитывать адресные оценки параметров режима; методы принятия решения с учётом их неизбежной неопределенности, сервис работы.

Повышение достоверности прогнозов электропотребления и мощности нагрузки может быть получено при активном использовании статистических моделей на основе современных компьютерных технологий. Статистические модели позволяют анализировать и прогнозировать не только совокупный процесс изменения нагрузки и электропотребления, но и многие факторы, влияющие на процесс. С их использованием при прогнозировании учитывается динамика. Экспертные методы в принципе не пригодны для обоснованного учета большого количества факторов изменчивости график нагрузки (ГН).

Выполненные работы показывают, что для реальных объектов статистические модели разнообразны и необходимо обосновывать их состав и вид. Анализ результатов табл. II позволяет сделать следующие выводы.

Факторы  $F_1$ ,  $F_3$ ,  $F_4$  значимо (по критерию Стьюдента) определяют все явные переменные сформированных групп.

Только температура окружающей среды  $Y_3$  и атмосферное давление  $Y_4$  «выбиваются» из метеорологического фактора: оценки параметров за пределами высокие, но их значимость нулевая. Очевидно, для описания этих переменных и для улучшения модели нужно вводить дополнительный погодный фактор. Действительно, температура

формируется под действием долговременного детерминированного сезонного тренда, обусловленного годовым циклом вращения Земли вокруг Солнца. А облачность, атмосферные явления, направление и скорость ветра обусловлены относительно высокочастотными, большей частью случайными атмосферными явлениями.

Приведенная на рис. 2 и в табл. II модель, конечно, требует дополнительных исследований и развития, однако уже из неё видно, что экзогенные неявные факторы  $F_1$ ,  $F_2$ ,  $F_3$  значимо влияют на эндогенный фактор  $F_4$ , что дает основание использовать структурные модели для уточнения прогноза режимов системы.

Всё сказанное выше влияет не только на эффективность планирования энергетических балансов, но на развитие методов управления режимами и на культуру управления режимами ЭЭС.

#### Список литературы

- [1] Русина А.Г. Режимы электрических станций и электроэнергетических систем: учебник / А.Г. Русина, Т.А. Филиппова. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2016. – 400 с.
- [2] Русина А.Г. Статистические модели графиков нагрузки потребителей электрической энергии энергосистемы / А.Г. Русина, Г.Л. Русин // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. Научный журнал. Специальный выпуск. – № 1. – С. 95–98.
- [3] Русина А.Г. Развитие теории и методологии анализа электроэнергетических систем для управления установившимися режимами: дис. ... д-ра техн. наук 05.14.02 / А.Г. Русина. – Томск, 2013. – 297 с.
- [4] Armeev D.V. Advanced forecast technique based on intellectual information Hub for Smart Grid / D.V. Armeev, A.G. Rusina, A.Y. Arestova // The 8<sup>th</sup> Intern. forum on strategic technologies (IFOST 2013): proc., Mongolia, Ulaanbaatar, 28 June – 1 July 2013. – Ulaanbaatar, 2013. – Vol. 2. – P. 558–562.
- [5] <http://www.statsoft.ru/>.
- [6] <https://www.gismeteo.ru/>.
- [7] Rusina A.G. Methods of operational planning of the deliveries on the power energy wholesale market of Russia / A.G. Rusina, G.L. Rusin // 49<sup>th</sup> Intern. Universities power engineering conference (UPEC), Romania, Cluj-Napoca, 2–5 Sept. 2014. – IEEE, 2014. – 5 p. – ISBN: 978-1-4799-6556-4. – DOI: 10.1109/UPEC.2014.6934642.

# Локализация источников низкочастотных колебаний в энергосистеме по данным системы мониторинга переходных режимов и исследование способов минимизации их влияния на работу синхронного генератора

М.В. Савватин<sup>1</sup>, Т.Г. Климова<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Филиал АО «СО ЕЭС» Московское РДУ, <sup>2</sup>НИУ МЭИ  
Москва, Россия

Одной из актуальных проблем современной электроэнергетики являются системные низкочастотные колебания (далее НЧК), так как они приводят к снижению статической и динамической устойчивости. На сегодняшний день важной задачей становится определение источников НЧК и способов эффективного демпфирования таких колебаний.

Рассмотрены основные характеристики колебаний частоты и амплитуды напряжения на шинах станции, полученные с помощью устройств синхронизированных векторных измерений (далее УСВИ). В программно-аппаратном комплексе RTDS проведено исследование метода по определению источников возмущений, приводящих к возникновению НЧК, а также способа подавления НЧК

На основе проведенных измерений, получаемых при помощи установленных в разных точках энергосистемы УСВИ, для различных типов периодических возмущений определены признаки колебаний, указывающие на местонахождение источника низкочастотных колебаний. Рассмотрен и верифицирован способ уменьшения влияния НЧК на работу генератора.

Выявленная закономерность позволяет получать информацию о месте нахождения источника периодических возмущений, приводящих к возникновению НЧК в энергосистеме. Дальнейшая работа направлена на создание алгоритма быстрого обнаружения источника НЧК на основе векторных измерений, а исследование методов уменьшения влияния НЧК на работу синхронного генератора поможет определить оптимальную настройку автоматического регулятора возбуждения для обеспечения максимального демпфирования возникающих НЧК в энергосистеме.

*Ключевые слова: низкочастотные колебания, АРВ, демпфирование низкочастотных колебаний, синхронизированные векторные измерения.*

## Localization sources of low frequency oscillations in the power system according to the wide area measuring systems and study ways to minimize their impact on the performance of synchronous generator

Mihail Savvatin<sup>1</sup>, Tat'jana Klimova<sup>2</sup>

<sup>1</sup>The filial branch of JSC "SO UPS" Moscow Regional Dispatching Office, <sup>2</sup>National Research University Moscow Energy University  
Moscow, Russia

An important task of the analysis of functioning of automatic excitation regulators is to study the influence of structure and parameters of automatic excitation control (further AEC) on oscillatory processes that occur due to disturbances of various kinds. To date, the device for regulation of excitation in the energy system presents a variety of both domestic and foreign manufacturers. To determine the quality of regulation and the degree of influence on the occurrence low-frequency oscillations (further LFO) in the system it necessary to assess the work of different AEC devices.

Development of test schemes respective to corporate standard JSC «SO UPS» STO 59012820.29.160.20.001-2012, software-hardware complex RTDS and study the influence of external disturbances on the performance of synchronous generator under various types of automatic excitation controls.

Based on the conducted experiments, the work of AEC from different manufacturers (AVR 3MT and DECS-400) has been analysed under the influence of external disturbances. At all modal parameters resonant frequency was identified and it is almost the same for all parameters under different kinds of perturbations.

This result allows to configure the AEC more precisely, which will greatly reduce the deviation of the operational parameters for external and internal influences. Further studies of the action of each stabilization channel of the AEC will help to determine the optimal configuration for maximum damping of arising LFO in the power system.

*Keywords: low-frequency oscillations, steady-state and transient stability, periodically changing load, AEC, damping LFO.*



## I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время вопросу НЧК уделяется пристальное внимание во всем прогрессивном мире. Уже достигнуты существенные успехи в области определения причин НЧК, произведен анализ влияния периодических возмущений на возникновение низкочастотных колебаний в энергосистеме, который доказывает существование непосредственной взаимосвязи между колеблющейся нагрузкой и периодическими колебаниями режимных параметров в энергосистеме, а также усиление уже имеющихся колебаний в системе при резонансе с колебанием нагрузки.

На сегодняшний день важной задачей остается определение места нахождения источника возмущений, приводящего к возникновению НЧК в энергосистеме, а также разработка эффективного способа минимизации влияния НЧК на работу вращающихся машин [1].

В современных условиях в системах сбора и передачи информации широко распространены цифровые технологии на основе синхронизированных векторных измерений, которые позволяют получить высокую точность и стабильность измерений, минимальную задержку измеряемых переменных и повысить надёжность измерительной системы в целом [2]. Устройство синхронизированных векторных измерений (УСВИ), или PMU (phasor measurement unit), – прибор (либо программно реализованная функция), измеряющий комплексные величины тока и напряжения. Измерения от УСВИ синхронизированы по времени на основании сигналов ГЛОНАСС или

GPS, которые передаются для определения точного местоположения и временной синхронизации, точность которой составляет  $\pm 0,2$  мкс. Размещённые в узлах энергосистемы УСВИ образуют систему мониторинга переходных режимов (СМПР) [3].

## II. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОПАСНЫХ РЕЗОНАНСНЫХ ЧАСТОТ КОЛЕБАНИЙ

В программно-аппаратном комплексе реального времени RTDS (real-time digital simulator) были проведены исследования метода определения точек приложения возмущений, приводящих к возникновению НЧК. Комплекс RTDS позволяет устанавливать модельные УСВИ в любых заданных точках тестовой схемы энергорайона и синхронизировать их по сигналам единого времени.

В качестве одного из возмущений используется периодически изменяющаяся нагрузка, установленная в различных точках системы. Это внешнее возмущение для всех синхронных генераторов энергосистемы. Другой тип возмущения – изменение механического момента на валу одного из генераторов. Оно будет внутренним для генератора, а для остальных – внешним [2, 3].

Возмущения любого вида вызывают колебания частоты и амплитуды напряжения во всех точках системы. На схеме сети были реализованы точки приложения периодической нагрузки  $P_{н1}, P_{н2} = \text{var}$ , а также изменения момента на валу генератора  $T_m = \text{var}$ . Места установки УСВИ обозначены цифрами 1 – 13 на рис. 1.

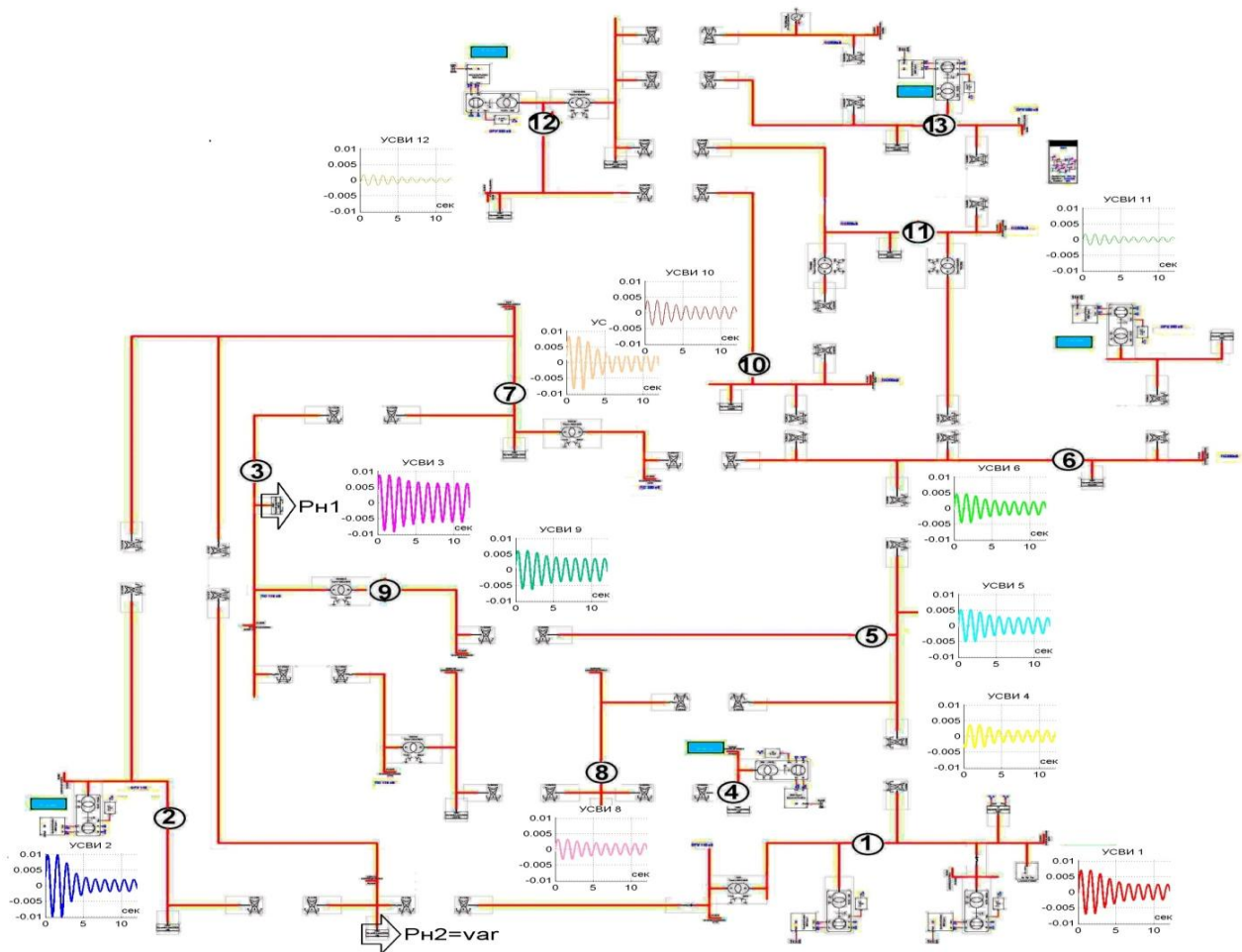


Рис. 1. Схема тестовой сети и осциллограммы колебаний частоты в местах установки УСВИ

При помощи исследования спектрального состава режимных параметров были выделены две наиболее выраженные опасные (резонансные) частоты колебаний периодических возмущений [4], которые соответствуют значениям 0,47 и 0,74 Гц и практически одинаковы для всех режимных параметров.

### III. ПОСТРОЕНИЕ ВЕКТОРНЫХ ДИАГРАММ КОЛЕБАНИЙ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ВНЕШНИХ ПЕРИОДИЧЕСКИХ ВОЗМУЩЕНИЯХ НАГРУЗКИ

Исследование влияния периодической нагрузки проводилось при изменении частоты колебаний нагрузки в диапазоне 0,4 – 0,9, обязательно охватывающем обе резонансные частоты. При периодическом изменении нагрузки  $dP_{н1}$  при наиболее характерных (близких к резонансным) частотах 0,7 и 0,4 Гц в разных частях системы (для частоты 0,7 Гц результаты представлены на рис. 2) полученные осциллограммы свидетельствуют о том, что фазовый сдвиг и амплитуда колебаний частоты напряжения (рис. 2, а), а также амплитуды напряжения (рис. 2, в) зависят от точки измерения режимного параметра (места установки УСВИ).

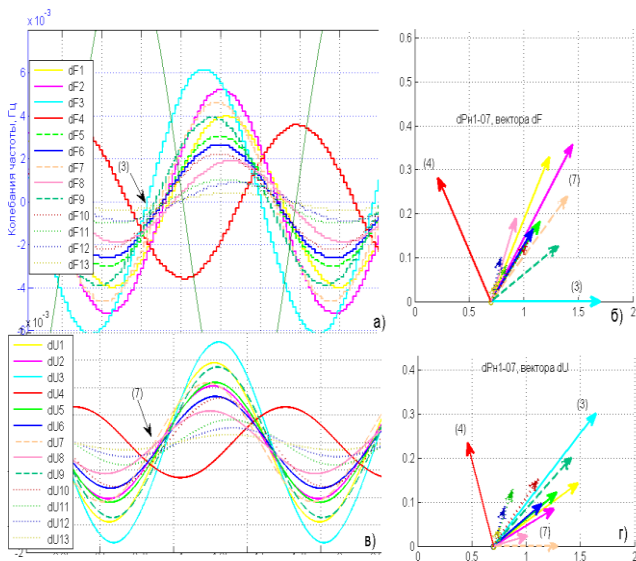


Рис. 2. Осциллограммы колебаний частоты (а) и амплитуды (в) напряжения, а также векторы колебаний частоты (б) и амплитуды (з) напряжения в точках 1 – 13 установки УСВИ

При использовании наглядного геометрического способа представления гармонических колебаний, заключающегося в их изображении в виде векторов на комплексной плоскости [5], показаны векторы колебаний режимных параметров в разных точках установки УСВИ. На горизонтальной оси откладывается частота колебания параметров, а на вертикальной – постоянная затухания (параметры корней уравнения свободного движения). Длина вектора пропорциональна амплитуде колебания соответствующего режимного параметра, а его фаза равна фазе колебания относительно сигнала синхронизации. Каждый вектор (рис. 2, б, з) начинается в точке 0,7 Гц, при нулевом значении постоянной затухания, поскольку амплитуда синусоидальных колебаний режимных параметров постоянна.

Устройство УСВИ 3 установлено практически в точке возмущения. В данном случае фаза колебания частоты в точке 3 минимальна относительно начала отсчёта (сигнала

1PPS), а его амплитуда максимальна. Вектор этого колебания (см. рис. 2, б) – базовый, ближайшие к нему векторы, представленные пунктирной линией, построены на основании измерений в области, ближайшей к точке приложения возмущения. Среди векторов колебаний амплитуды напряжения (см. рис. 2, з) амплитуда колебаний, измеренных в точке 3, также максимальна, однако фаза данного вектора существенно отличается от минимальной.

Следовательно, только фаза векторов колебаний частоты напряжения, измеренная в разных точках энергосистемы, однозначно определяет расположение источника НЧК. Фаза векторов колебаний частоты напряжения, измеренных УСВИ, минимальна там, где измерения производились вблизи источника колебаний. Модуль вектора колебаний частоты зависит от степени совпадения частот НЧК и резонансной в рассматриваемой точке энергосистемы и показывает чувствительность данного объекта к колебаниям рассматриваемой частоты.

При использовании различных возмущений, примененных в разных точках схемы, можно убедиться в правильности предложенного критерия определения места возмущения. Так, на рис. 3 при моделировании периодического колебания момента на валу генератора, обозначенного  $T_m$ , с частотой 0,78 Гц формируются векторные диаграммы. Последние свидетельствуют, что наименьшую фазу имеет вектор изменения частоты  $dF_2$ , получаемый с УСВИ, установленного в точке 2, которая наиболее близка к месту приложения возмущения.

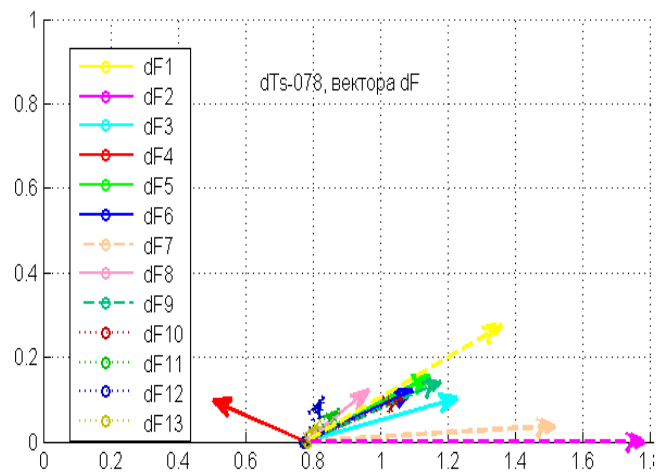


Рис. 3. Векторы колебаний частоты в точках 1 – 13 установки УСВИ при частоте колебаний момента на валу  $dT_m$ , равной 0,78 Гц

Таким образом, полученный результат подтверждает возможность определения места источника возмущений по фазе вектора изменения частоты напряжения. Векторы колебаний амплитуды напряжения в месте установки УСВИ не позволяют однозначно выявить расположение источника НЧК.

### IV. ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБОВ МИНИМИЗАЦИИ ВЛИЯНИЯ НЧК В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ НА РАБОТУ СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА

Выявленная в предыдущей главе закономерность позволяет посредством синхронизированных векторных измерений получать информацию о месте нахождения источника периодических возмущений, приводящих к воз-

никновению НЧК в энергосистеме. Учитывая все режимные параметры низкочастотных колебаний, возможна точная настройка АРВ генераторов на станциях, расположенных вблизи источника НЧК, что приведет к улучшению демпфирующих показателей АРВ и снижению вероятности нарушения параллельной работы электростанции и энергосистемы, возникновения асинхронного режима и каскадного развития технологического нарушения [6].

Анализ колебаний во всех узлах энергосистемы после надстройки АРВ в одной, наиболее близкой к источнику НЧК, активной точке позволит оценить влияние данного изменения АРВ на колебания режимных параметров во всех местах сбора синхронизированных векторных измерений.

В программно-аппаратном комплексе RTDS был рассмотрен и верифицирован способ уменьшения влияния НЧК на работу синхронного генератора посредством изменения схемы АРВ сильного действия. Схема исследуемого устройства АРВ приведена на рис. 4. Надстраиваемая часть выделена и представлена в увеличенном масштабе на том же рис. 4.

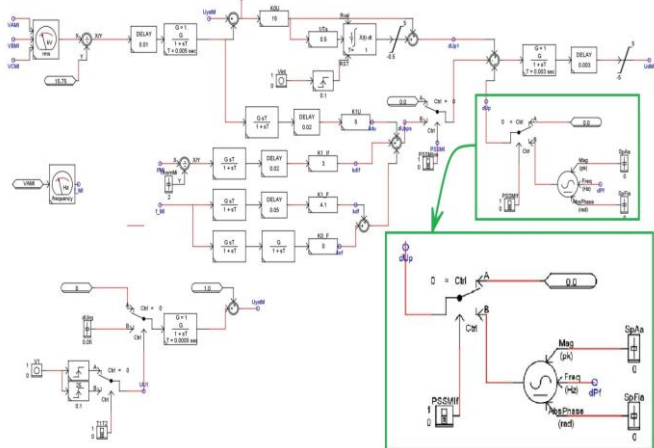


Рис. 4. Схема исследуемого устройства АРВ

Главной конструктивной особенностью работы данного АРВ является суммирование выходного сигнала  $dU_{p1}$  с модулированным по амплитуде и частоте сигналом напряжения  $dU_p$ , основная амплитуда и частота которого соответствуют параметрам низкочастотного колебания. Причем частота модулированных колебаний подобрана таким образом, что находится в противофазе к собственным колебаниям генератора.

На рис. 5 представлены результаты проведенного исследования работы данного АРВ. На осциллограммах показаны измерения, получаемые во всех точках, где установлены устройства синхронизированных векторных измерений. На осциллограммах однозначно прослеживается снижение амплитуды колебаний частоты, что доказывает эффективность рассматриваемого АРВ.

Следует отметить, что реализуемая схема АРВ была использована только на станции в узле 2 (рис. 1), колебания частоты в этой точке максимальны.

При сравнении осциллограмм колебаний частоты в разных наблюдаемых точках можно увидеть, что модифицированная схема АРВ оказывает положительное влияние на демпфирование колебаний не только на станции, но и во всем энергорайоне.

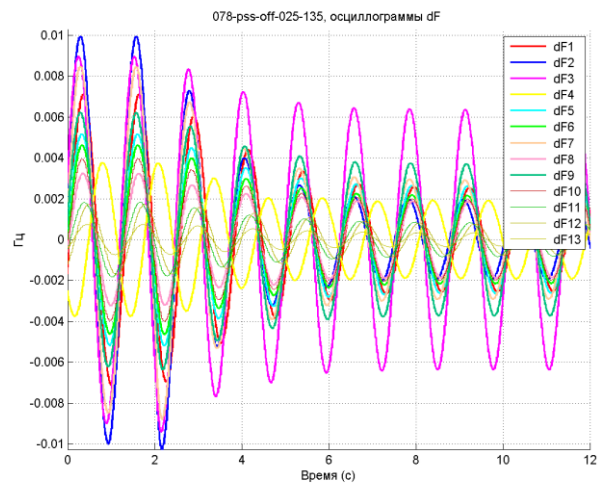


Рис. 5. Схема тестовой сети и осциллограммы колебаний частоты в местах установки УСВИ

## V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выявленная закономерность позволяет получать информацию о месте нахождения источника периодических возмущений, приводящих к возникновению НЧК в энергосистеме. Дальнейшая работа направлена на создание алгоритма быстрого обнаружения источника НЧК на основе векторных измерений.

Исследование методов уменьшения влияния НЧК на работу синхронного генератора поможет определить оптимальную настройку автоматического регулятора возбуждения для обеспечения максимального демпфирования возникающих НЧК в энергосистеме. Также возможна разработка адаптивно-настраиваемого АРВ в зависимости от параметров низкочастотных колебаний в энергосистеме.

## Список литературы

- [1] Сорокин Д.В. Выбор настроек АРВ генераторов сложной энергосистемы на основе применения генетического алгоритма и методов модального анализа: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Д.В. Сорокин; СПбГПУ; науч. рук. С.В. Смоловик. – СПб., 2009.
- [2] Xiao J., Han J., Wu J. Dynamic tracking of low-frequency oscillations with improved prony method in wide-area measurement system // IEEE Power Meeting. – 2004. – Denver.
- [3] Task force on identification of electromechanical modes, identification of electromechanical modes in power systems // IEEE Task Force Report, 2012.
- [4] Климова Т.Г., Савватин М.В. Анализ влияния периодически меняющейся нагрузки на возникновение низкочастотных колебаний // СИГРЭ 2015, секция В5. – Сочи, 2015.
- [5] Арцишевский Я.Л., Климова Т.Г., Расцепляев А.И. Представление переходных процессов электроэнергетических систем на гиперплоскости с двумя системами координат // Электричество. – 2011. – № 4.
- [6] Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учеб. для электроэнергет. спец. вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1985. – 536 с.

# Проблемы обеспечения надежного электроснабжения подстанций 220 кВ и выше в условиях проведения ремонтной кампании

В.Е. Семин  
Филиал АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ  
Самара, Россия  
coffin-vs@yandex.ru

Для большинства подстанций класса 220 кВ и выше с двумя источниками питания и с крупной тупиковой распределительной сетью среднего и низкого напряжения возникает проблема обеспечения надежного бесперебойного питания потребителей в условиях вывода в ремонт одного из элементов питающего оборудования. В первую очередь это связано с низкой пропускной способностью резервирующей сети. В настоящее время актуальной является разработка методов и мероприятий, позволяющих исключить длительное погашение потребителей при аварийном погашении питающих элементов сети. В данной статье рассмотрен последовательный подход к разработке способов обеспечения надежного электроснабжения, включающий в себя организационные и технические мероприятия, которые могут быть применены для обеспечения бесперебойного электроснабжения проблемных подстанций, а также при разработке новых схем резервирования.

*Ключевые слова: надежность электроснабжения, резервирование питания, исключение погашения потребителей, ремонтная кампания.*

## Problems of ensure reliable power supply substations of 220 kV or above the conditions of the repair campaign

V.E. Semin  
OAO «SO UES» Filial Samara RDU  
Samara, Russia  
coffin-vs@yandex.ru

For the majority of the class of substations of 220 kV and above with two power sources and a large dead-end distribution network of medium and low voltage have a problem providing reserving uninterruptible power supply of consumers in the withdrawal in the repair of one of the elements of the power sourcing equipment. This is primarily due to the low bandwidth redundant network. Currently relevant is the development of methods and activities so as to avoid a long period of repayment of the consumers at emergency tripping feeding network elements. Develop a common approach to solving the problem of reservation of consumers of 220 kV substations can be used to provide uninterrupted power supply problem substations, as well as the development of new reservation schemes.

*Keywords: the reliability of power supply, redundant power supplies, tripping of consumers, repair campaign.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в распределительном сетевом комплексе существуют крупные подстанции (ПС) классом 220 кВ и выше с большим количеством тупиковой нагрузки и имеющие лишь два источника питания. К таким подстанциям можно отнести следующие их типы:

– двухтрансформаторная подстанция 220 кВ с тупиковой радиальной распределительной сетью среднего и низкого напряжения;

– однострансформаторная подстанция 220 кВ с одной транзитной связью 110 кВ и крупной тупиковой нагрузкой.

Вывод в ремонт отдельных элементов электросетевого оборудования данных ПС существенно снижает надежность энергоснабжения потребителей, увеличивая вероятность возникновения перерыва электроснабжения потребителей в послеаварийных режимах работы прилегающей сети.

Актуальным остается вопрос об обеспечении надежности энергоснабжения потребителей вышеуказанных ПС в рассматриваемых схемно-режимных ситуациях. Для решения данной задачи проведен всесторонний анализ существующих подходов к решению поставленной проблемы, как с точки зрения использования существующих ресурсов электрической сети, так и установки новых устройств и сетевого строительства. Результаты анализа приведены ниже. Мероприятия приведены в порядке приоритета их рассмотрения.

### II. ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

Существующие методы обеспечения надежного питания потребителей условно можно разделить на два блока: организационные мероприятия, не требующие капитальных затрат, и технические мероприятия по сооружению и установке нового оборудования. С экономической точки зрения целесообразно в первую очередь применять организационные мероприятия. К ним относятся:

1. Оптимизация совмещения ремонтов на стадии планирования графиков ремонтов электросетевого оборудования с учетом особенностей и нюансов обеспечения надежности энергоснабжения потребителей. Это наложение ремонтов одного из элементов оборудования, снижающих надежность энергоснабжения потребителей, элементов сети, по которым будет осуществляться резервирование питания в случае аварийного погашения, уменьшение времени суммарных ремонтов оборудования путем совмещения отдельных видов работ, которые могут выполняться совместно.

2. Разработка специализированных схем резервирования и поддержание их в актуальном состоянии. Как правило, для проблемных ПС разработан один определённый вариант резервирования питания в послеварийной схеме. В ряде случаев такой подход не является достаточным. Необходимо рассмотреть все возможные варианты резервирования, включающие мероприятия по изменению топологии сети в ремонтном режиме, переносу нагрузки на другие источники питания в ремонтном режиме или послеварийной схеме. Особое внимание необходимо уделить перенастройке релейной защиты в ремонтном и послеварийном режимах. Обеспечение превентивно подготовленных наборов уставок защит под определенную схемно-режимную ситуацию позволит оперативно их перенастроить, что напрямую влияет на надежность работы энергосистемы в целом.

### III. ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ

При исчерпании организационных методов необходимо рассмотреть технические мероприятия по сооружению и установке нового оборудования.

1. Техническое обслуживание и своевременное проведение ремонтов. Своевременная диагностика электрооборудования позволяет вести постоянный мониторинг его технического состояния, что позволяет заблаговременно выявлять возможные проблемы и значительно снизить аварийность оборудования, что в конечном счете позволяет повысить надежность энергоснабжения потребителей.

2. Разработка специализированных схем автоматического включения резерва (АВР) для исключения длительного погашения потребителей. Применение специализированных устройств АВР, работающих на автоматическое изменение (включение одних выключателей и/или отключение других) топологии электрической сети, позволяет минимизировать перебои энергоснабжения потребителей.

3. Усиление прилегающей сети.

Одной из основных проблем снижения надежности питания ПС 220 кВ является слабое развитие прилегающей распределительной сети. Отсутствие дополнительных транзитных связей влечет за собой низкую пропускную способность сети, что увеличивает риски перегрузок оборудования, особенно в условиях высоких температур. Усиление прилегающей сети позволит увеличить количество транзитных связей и число источников питания рассматриваемых ПС, что значительно повысит надежность электроснабжения потребителей.

### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработан единый подход к решению проблемы надежности энергоснабжения потребителей подстанций 220 кВ и выше с большим количеством тупиковой нагрузки, имеющих лишь два источника питания. Данный подход позволяет обеспечить разработку оптимальных решений по повышению надежности энергоснабжения потребителей, как с экономической, так и с технической точек зрения.

### Список литературы

- [1] Изнаиров Б.М. Обеспечение рациональных геометрических параметров многозвеньевых соединений и резервирование их элементов. – Саратов: СГТУ, 2008. – 450 с. (references).
- [2] Володарский В.А., Щуцкий В.И. Оптимальное планирование периодичности ремонта электрооборудования // Промышленная энергетика. – 1985. – № 8. – С. 11–13.



# Изменение топологии электрической сети как управляющее воздействие автоматики разгрузки при близких и затяжных коротких замыканиях

Е.В. Сергеев  
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга  
Пятигорск, Россия  
sergeev@yug.so-ups.ru

По результатам расчетов динамической устойчивости генерирующего оборудования энергосистемы Юга определено, что для некоторых электростанций управляющие воздействия, направленные на сохранение устойчивости (отключение генераторов, импульсная разгрузка турбин, электрическое торможение), являются не эффективными или технически не реализуемыми. Актуальным является вопрос обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования данных электростанций в условиях неэффективности управляющих воздействий, направленных на сохранение устойчивости. Исследование проведено для электростанций энергосистемы Юга в системе моделирования Eurostag. Параметрирование моделей электростанций в Eurostag выполнено с использованием данных, полученных от собственников оборудования и заводоизготовителей. Разработана цифровая модель энергосистемы Юга. Определены электростанции, для которых не эффективны управляющие воздействия, направленные на сохранение динамической устойчивости. Определена эффективность применения воздействий на изменение топологии электрической сети для обеспечения сохранения динамической устойчивости. Разработана и реализована логика автоматики разгрузки при близких и затяжных коротких замыканиях с управляющими воздействиями на изменение топологии электрической сети для соответствующих электростанций. Результаты исследования могут применяться в диспетчерских центрах при выдаче уставок на автоматику разгрузки при близких и затяжных коротких замыканиях, согласовании проектной документации.

*Ключевые слова: динамическая устойчивость, генерирующее оборудование, управляющие воздействия, изменение топологии электрической сети, автоматика разгрузки при близких и затяжных коротких замыканиях.*

## Changing the topology of the electrical network as a control action of automation unloading in close and prolonged short circuits

Evgeniy Sergeev  
«System Operator of the United Power System» JSC, «United dispatching power systems of the South»  
Pyatigorsk, Russian Federation  
sergeev@yug.so-ups.ru

According to the results of calculations of dynamic stability of the generating equipment of the power system of the South, it is determined that for some power stations control actions aimed at preserving stability (disconnection of generators, pulse unloading turbines, electric braking) are ineffective or not technically feasible. Relevant is the issue of ensuring the dynamic stability of the power generating equipment of power stations in conditions the effectiveness of control actions aimed at preserving stability. Research was conducted for the power stations of the South in the Eurostag simulation system. Parameterization of the models of power stations in Eurostag performed using data obtained from the owners of equipment and manufacturers. Developed a digital model of the power system of the South. Specified power stations for which ineffective control actions aimed at preserving dynamic stability. The efficiency of the use of effects on the change in the topology of the electrical network to ensure dynamic stability. Designed and implemented logic automation of unloading in close and prolonged short circuits with control action to change the topology of the electrical network for the respective power stations. The research results can be applied in dispatching centers when issuing set points on the automation of unloading in close and prolonged short circuit, coordination of project documentation.

*Keywords: dynamic stability, power generating equipment, control actions, changing the topology of electrical networks, automation of unloading in close and prolonged short circuits.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Изменение топологии электрической сети (ИТ) как самостоятельное управляющее воздействие (УВ), так и в совокупности с другими УВ в составе автоматики разгрузки при близких и затяжных коротких замыканиях

(АРБЗКЗ) в ряде случаев является наиболее эффективным для обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования.

В статье приводится описание условий и принципов выполнения устройств АРБЗКЗ с воздействием на ИТ, установленных на электростанциях ОЭС Юга.

## II. АРБЗКЗ КРАСНОДАРСКОЙ ТЭЦ

По результатам расчетов, выполненных в связи с увеличением мощности Краснодарской ТЭЦ до 1120 МВт при вводе в работу ПГУ мощностью 440 МВт, определено нарушение динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанции при трехфазных КЗ с отказом выключателей в сети 220 кВ. Анализ возможности применения УВ для обеспечения сохранения динамической устойчивости, приведенный в [1, 2], показал:

- техническую невозможность применения на Краснодарской ТЭЦ кратковременной разгрузки турбин (КРТ) и электрического торможения (ЭТ);

- применение УВ на отключение генераторов (ОГ) эффективно при объеме ОГ, достигающем 1025 МВт (92 % мощности электростанции), что является недопустимым в условиях дефицита генерирующей мощности в Кубанской энергосистеме.

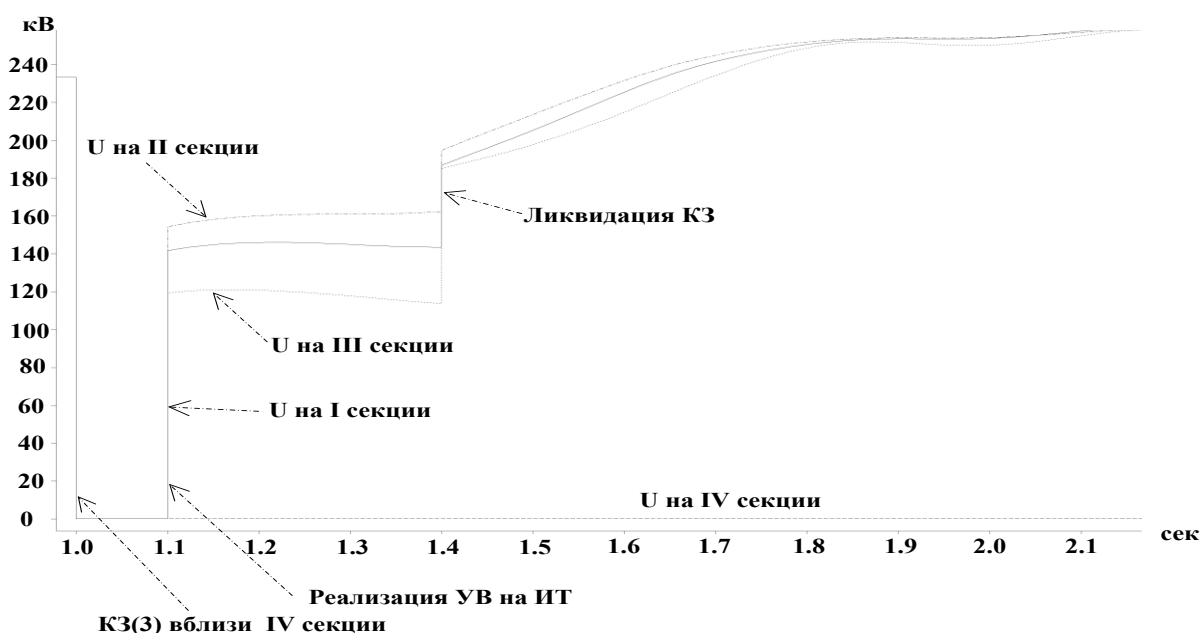


Рис. 1. Графики изменения напряжения на секциях 220 кВ Краснодарской ТЭЦ при КЗ с отказом выключателя на IV секции

Таким образом, с применением совокупности УВ на ИТ и выборочного ОГ возможно сохранение динамической устойчивости Краснодарской ТЭЦ. При этом значение необходимого объема ОГ составляет от 135 до 440 МВт (12 – 39 % мощности электростанции), что является допустимым по условиям энергоснабжения Кубанской энергосистемы.

В соответствии с вышеуказанными результатами анализа эффективности УВ сформирован и реализован алгоритм работы АРБЗКЗ Краснодарской ТЭЦ. На рис. 2 приведена структурная схема данного устройства.

При КЗ со снижением напряжения ниже уставки пускового органа АРБЗКЗ без выдержек времени реализуется УВ на отключение СВ и ШСВ электростанции. При значении напряжения на любой секции 220 кВ, ниже уставки ступени блокировки в течение времени отстройки от ликвидации КЗ, основными защитами фиксируется наличие затяжного КЗ и дается разрешение на пуск избирательного органа (появляется разрешающий сигнал от канала блокировки).

Исходя из этих условий была проанализирована эффективность УВ на ИТ. По результатам анализа определено, что при условии максимально быстрой реализации отключения секционных выключателей (СВ) и шиносоединительных выключателей (ШСВ) Краснодарской ТЭЦ с разделением распределительного устройства (РУ) электростанции на четыре секции и отключением генераторов секции, вблизи которой произошло затяжное КЗ, устойчивость остальных генераторов сохраняется. Эффективность УВ на ИТ обусловлена снижением тяжести КЗ за счет электрического «отдаления» генерирующего оборудования от места КЗ. На рис. 1 приведены графики изменения напряжения на секции 220 кВ, вблизи которой произошло КЗ, и неповрежденных секциях 220 кВ Краснодарской ТЭЦ с учетом предложенного УВ на ИТ, которые отражают эффективность ИТ. Данные результаты получены по результатам моделирования в программном комплексе Eurostag.

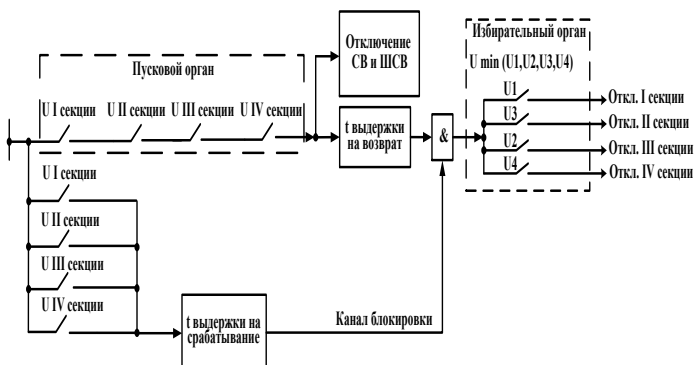


Рис. 2. Структурная схема устройства АРБЗКЗ Краснодарской ТЭЦ

В избирательном органе сравниваются значения напряжений секций шин Краснодарской ТЭЦ и реализуется УВ на отключение секции с меньшим значением напряжения через соответствующие цепи дифференциальной



защиты шин (к каждой секции подключено от 1 до 2 генераторов). При этом если КЗ успешно ликвидировано основными защитами, действие АРБЗКЗ на отключение секции 220 кВ будет заблокировано.

Применение УВ с действием на ИТ позволяет снизить требуемый для обеспечения динамической устойчивости объем ОГ Краснодарской ТЭЦ в условиях недопущения применения значительных объемов ОГ в Кубанской энергосистеме.

### III. АРБЗКЗ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ АСТРАХАНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

По результатам расчетов, выполненных в связи с вводом в работу Астраханской ПГУ мощностью 235 МВт, определено нарушение динамической устойчивости генерирующего оборудования при трехфазных КЗ, ликвидируемых основными защитами, и затяжных однофазных и трехфазных КЗ в сети 110 кВ. При этом нарушение устойчивости характеризуется совместной потерей устойчивости Астраханской ПГУ, Астраханской ТЭЦ-2 и Астраханской ГРЭС, расположенных в непосредственной электрической близости.

Анализ возможности применения УВ для обеспечения сохранения динамической устойчивости показал:

- техническую невозможность применения КРТ и ЭТ на действующих Астраханской ТЭЦ-2, Астраханской ГРЭС и вводимой в работу Астраханской ПГУ;

- применение УВ на ОГ эффективно только при объеме ОГ, достигающем 725 МВт (100 % мощности электростанций Астраханской энергосистемы), что является недопустимым по условиям энергоснабжения Астраханской энергосистемы.

По результатам анализа получено, что применение УВ на ИТ также не дает положительного эффекта, ввиду значительного количества связей между энергообъектами электрической сети 110 кВ в районе размещения электростанций. После этого было разработано несколько вариантов схем переконфигурации существующей сети 110 кВ Астраханской энергосистемы для получения наибольшего эффекта от применения ИТ. По результатам этой работы выделены две динамические зоны в энергосистеме, разделение которых в случае КЗ требует наименьших объемов УВ для обеспечения устойчивости. На рис. 3 приведена упрощенная схема рассматриваемого энергорайона с указанием динамических зон.

Для формирования данных зон была выполнена перефиксация присоединений Астраханской ПГУ и ПС 110 кВ ЦРП.

С учетом выполненных мероприятий по переконфигурации и выполнения УВ на ИТ с действием на отключение автотрансформатора 220/110 кВ и ШСВ 110 кВ Астраханской ПГУ, ШСВ 110 кВ ПС 110 кВ ЦРП, объем ОГ, требуемый для обеспечения устойчивости, составил от 120 до 310 МВт (17 – 43 % мощности электростанций Астраханской энергосистемы) при затяжных однофазных КЗ и 430 МВт (59 % мощности электростанций Астраханской энергосистемы) при трехфазных КЗ, что является допустимым по условию энергоснабжения Астраханской энергосистемы. При этом обе динамические зоны, выделенные в результате КЗ, работают параллельно с ОЭС Юга. Эффект от выполнения ИТ обусловлен снижением тяжести КЗ за счет электрического «отдаления» генерирующего оборудования от места КЗ. На рис. 4 приведены графики изменения напряжения в динамических зонах при трехфазном КЗ в сети 110 кВ с учетом реализации предложенных УВ на ИТ, которые отражают эффективность ИТ.

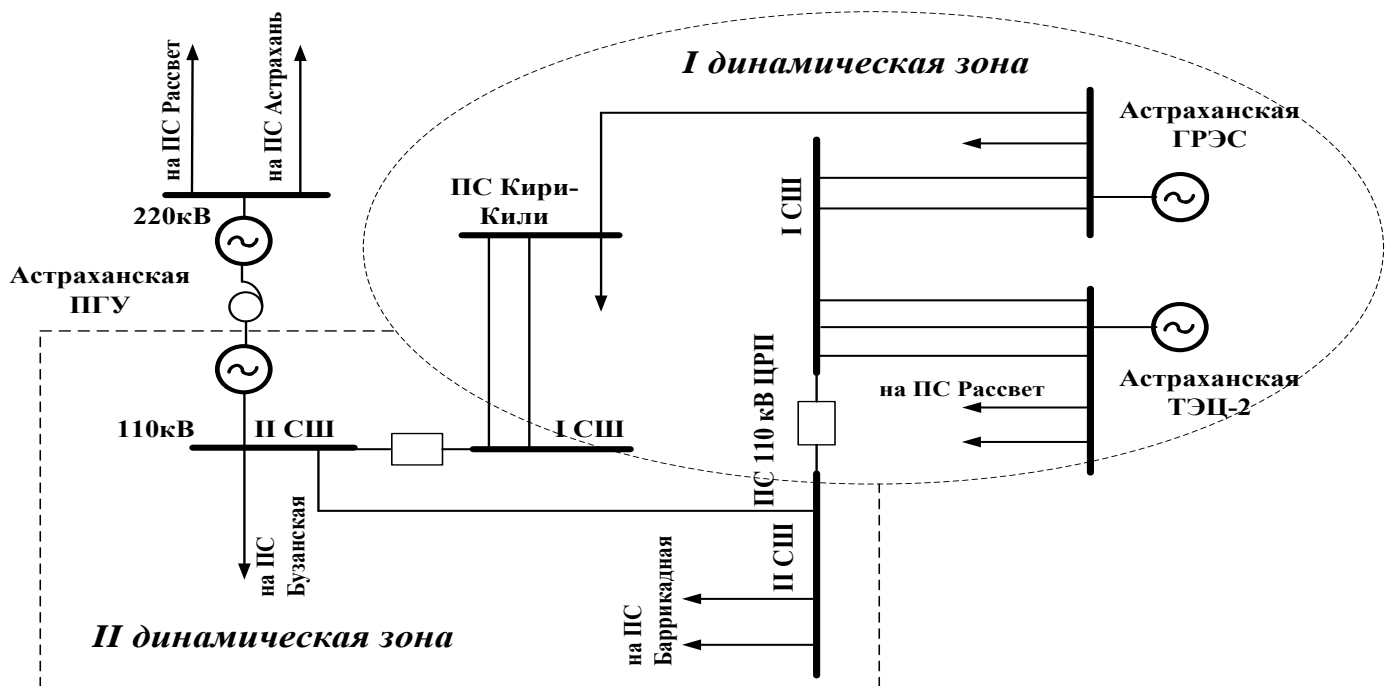


Рис. 3. Динамические зоны Астраханской энергосистемы

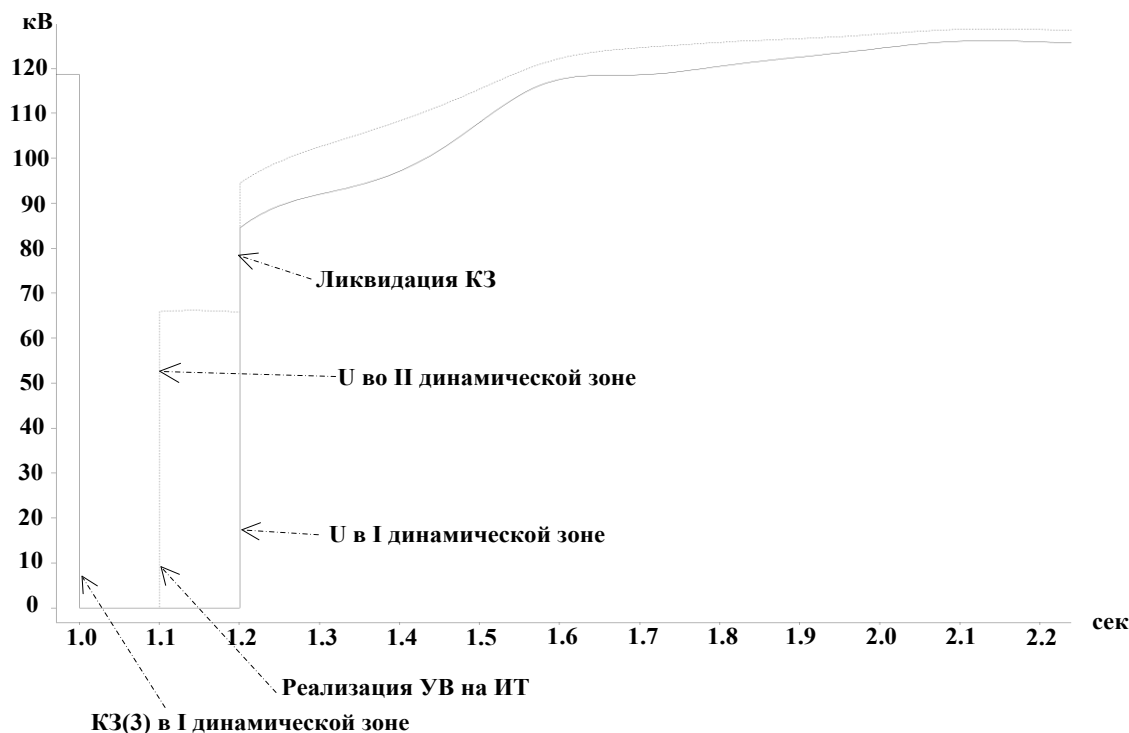


Рис. 4. Графики изменения напряжения в сети 110 кВ динамических зон Астраханской энергосистемы.

В соответствии с вышеуказанными результатами анализа эффективности УВ сформированы и реализованы алгоритмы работы устройств АРБЗКЗ Астраханской энергосистемы. От устройств АРБЗКЗ на Астраханской ПГУ и ПС 110 кВ ЦРП без выдержки времени реализуются соответствующие УВ на ИТ. Далее, в зависимости от тяжести, длительности КЗ и места КЗ, реализуются требуемые объемы ОГ от устройств АРБЗКЗ на Астраханской ПГУ, Астраханской ТЭЦ-2 и Астраханской ГРЭС.

Применение УВ с действием на ИТ позволяет снизить требуемый для обеспечения динамической устойчивости объем ОГ в Астраханской энергосистеме в условиях недопущения применения значительных объемов ОГ.

#### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам проведенных расчетов и анализа УВ определена эффективность применения УВ на изменение топологии электрической сети для обеспечения сохране-

ния динамической устойчивости электростанций. Разработаны и реализованы алгоритмы устройств АРБЗКЗ с УВ на изменение топологии электрической сети для электростанций ОЭС Юга.

#### Список литературы

- [1] ГОСТ Р55105-2012. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования (утвержден приказом Росстандарта от 15.11.2012, № 807ст.).
- [2] СТО 59012820.29.240.001-2011. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования (утвержден приказом ОАО «СО ЕЭС» от 19.04.2011, № 102).

# Разработка мероприятий и технических решений для исключения ложной работы токовых устройств АЛАР

К.А. Сидоров  
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга  
Пятигорск, Россия  
kiruxa27.90@mail.ru

Опыт эксплуатации токовых устройств АЛАР показал наличие малой надежности и фактов ложного срабатывания без наличия асинхронного режима. Для увеличения надежности работы токовых устройств АЛАР необходимо применение технических решений, способных исключить их ложное срабатывание. Для решения этой задачи разработаны цифровые модели токовых устройств АЛАР в графической среде программирования Eurostag. На основе экспериментов (проверочных расчетов) с моделями токовых АЛАР подтверждены разработанные технические решения.

*Ключевые слова: асинхронный режим, АЛАР, ложная работа, цифровая модель токовых АЛАР, Eurostag.*

## Development of measures and technical solutions to eliminate false operation of the current devices for the elimination of asynchronous mode

Kirill Sidirov  
«System Operator of the United Power System», JSC  
Pjatigorsk, Russia  
kiruxa27.90@mail.ru

Experience operating devices for the elimination of asynchronous mode showed the presence of low reliability and false positive without the presence of asynchronous mode. To increase the reliability of current devices elimination of asynchronous mode requires the use of technical solutions, able to eliminate their false alarms. Developed a digital model of the current devices for the elimination of asynchronous mode in a graphical programming environment Eurostag. On the basis of the experiments (test calculations) with current models devices for the elimination of asynchronous mode confirmed by the developed technical solutions.

*Keywords: asynchronous mode, devices for the elimination of asynchronous mode, false, digital model of the current devices for the elimination of asynchronous mode, Eurostag.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

На ВЛ 110-220 кВ, а также непосредственно на генераторах электрических станций в качестве резервных устройств АЛАР (автоматика ликвидации асинхронного режима) широкое применение получили токовые устройства АЛАР, у которых выявление асинхронного режима основано на фиксации колебаний тока прямой последовательности защищаемого элемента либо фиксации колебаний тока прямой последовательности и изменения знака (направления) мощности [1]. К преимуществам данных устройств можно отнести их простоту и низкую стоимость. К недостаткам – отсутствие блокировок от ложного срабатывания. Опыт эксплуатации данных устройств показал наличие фактов ложного срабатывания без наличия асинхронного режима. Рассмотрим наиболее распространенные случаи ложной работы данных устройств АЛАР.

1. КЗ с неуспешным АПВ. Ложное срабатывание токовых устройств АЛАР в цикле неуспешного АПВ, как правило, связано с некорректным выбором уставок срабатывания либо с неучтенным изменением топологии прилегающей сети и уставок АПВ на ВЛ в прилегающем районе. Так, в Кубанской энергосистеме произошло ложное

срабатывание АЛАР ФЦТ на ВЛ 110 кВ Шепси – Чилипси-тяговая при однофазном КЗ с неуспешным АПВ в прилегающей сети. Анализ этого случая показал, что причиной ложной работы устройства АЛАР ФЦТ стало совпадение целого ряда условий. На рис. 1 изображены изменения тока и мощности, регистрируемые устройством при КЗ в прилегающей сети.

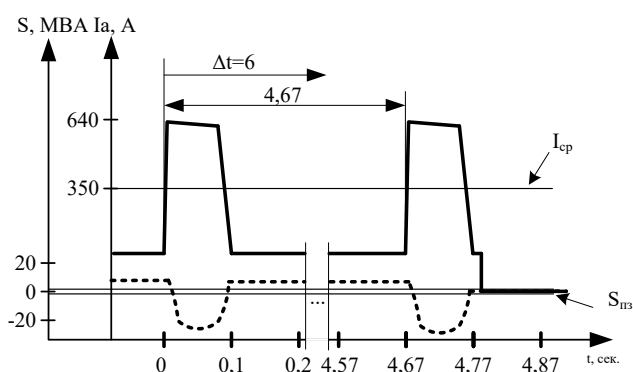


Рис. 1. Оциллограмма регистрируемых параметров при ложном срабатывании устройства АЛАР ФЦТ

Видно, что ток фазы, на которую подключено устройство, достиг уставки срабатывания, при этом полная мощность, фиксируемая в реле направления мощности, изменила свой знак; при анализе выяснилось, что данная перемена вызвана изменением знака лишь реактивной мощности, так как активная мощность на тот момент была близка к нулю. Также выполнилось ещё одно условие: время АПВ на поврежденной ВЛ оказалось меньше, чем уставка максимальной длительности цикла асинхронного хода. При достижении двух циклов на счетчике устройства оно сработало.

2. Синхронные качания после КЗ. Токовые устройства АЛАР, установленные вблизи генераторов станций, подвержены ложному срабатыванию даже при отстройке по циклам от КЗ с неуспешным АПВ. Так, в Астраханской энергосистеме при однофазном КЗ, переходящем в двухфазное КЗ после паузы АПВ, ложно сработал АЛАР ФКТ на ТГ-3 Астраханской ТЭЦ-2. На рис. 2 показан ток, измеренный устройством перед ложным срабатыванием.

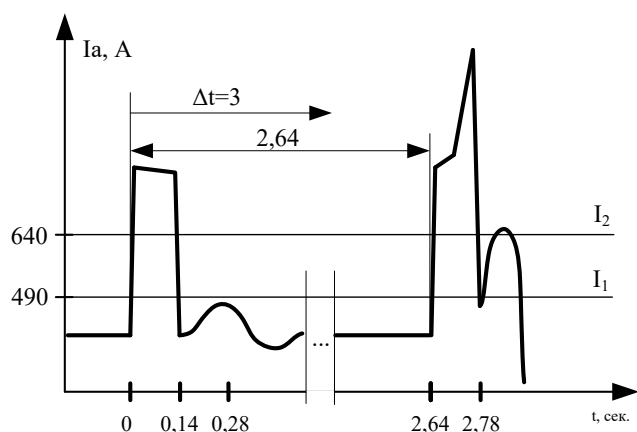


Рис. 2. Оциллограмма регистрируемых параметров при ложном срабатывании устройства АЛАР ФКТ

Уставка по количеству циклов в данном случае была равна 3, устройство зафиксировало 3 цикла ввиду того, что после отключения КЗ при неуспешном АПВ на генераторе наблюдались затухающие синхронные качания, амплитуда которых достигла уставок срабатывания устройства по току.

## II. РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

### А. Рекомендации по выбору уставок (мероприятия)

Рассмотрим необходимые условия ликвидации асинхронного режима, которые должно выполнять устройство АЛАР:

- исключение случаев ложного срабатывания при КЗ без наличия асинхронного режима;
- исключение случаев ложного срабатывания при синхронных качаниях;
- ликвидация асинхронного режима должна производиться как можно быстрее (так как токовые устройства являются в большинстве своем резервными, ликвидацию необходимо осуществить на 2-3 цикле асинхронного хода).

Для увеличения надежности работы токовых устройств АЛАР необходимо применение мероприятий и решений, способных исключить их ложное срабатывание. Для этого в качестве мероприятий предлагается:

- увеличение количества контролируемых циклов асинхронного режима (не менее 3);
- при выборе уставок срабатывания отстраиваться от явлений затухающих синхронных качаний (увеличивать уставку по току);
- отстраиваться по времени максимальной длительности цикла асинхронного режима от уставок АПВ ВЛ в районе установки токовых устройств АЛАР.

Для осуществления предложенных мероприятий необходимо знать и контролировать времена АПВ в районе установки токовых устройств АЛАР, что по объективным причинам не всегда представляется возможным. При реализации данных мероприятий возникают некоторые противоречия с необходимыми условиями ликвидации асинхронного режима. С одной стороны, необходимо добиться скорейшей ликвидации асинхронного режима, но при отстройке от АПВ по циклам асинхронного режима этот процесс затягивается. Отстройка от АПВ по времени также эффективна не во всех случаях, на некоторых тупиковых ЛЭП имеется «повторное» АПВ. Также при моделировании нормативных возмущений невозможно учесть реальную амплитуду синхронных качаний, так как при анализе случаев ложного срабатывания можно увидеть наличие ненормативного КЗ, переходящего в многофазное. Отсюда можно сделать вывод, что не все предложенные мероприятия эффективны.

### В. Технические решения

Ввиду сказанного выше рассмотрим также применение возможных технических решений для исключения ложной работы токовых устройств АЛАР:

- установку фильтров нулевой и обратной последовательности токов;
- блокировку по скорости нарастания тока прямой последовательности;
- блокировку по величине тока прямой последовательности.

Рассматривая данные технические решения с точки зрения эффективности и стоимости их реализации, можно выделить лишь последние два, так как они не предусматривают прокладку дополнительных вторичных токовых цепей, а для их реализации достаточно лишь корректировки алгоритма самого устройства. Сразу стоит отметить, что это относится лишь к микропроцессорным устройствам, а решения для устройств АЛАР на электромеханической базе (АЛАР ФЦТ) будут рассматриваться отдельно.

Для проведения проверочных расчетов эффективности применения технических решений разработана цифровая модель устройства АЛАР ФКТ в графической среде программирования программного комплекса расчетов электромеханических переходных процессов Eurostag. При моделировании рассматривались различные варианты применения данных технических решений.

Рассмотрим положительные и отрицательные стороны применения данных решений.

1. Установкой фильтров нулевой и обратной последовательности токов удастся избежать ложного срабатывания при несимметричных КЗ с воздействием сигналов наличия данных токов на блокировку работы алгоритма АЛАР ФКТ в целом. Отрицательной стороной данного решения являются возможность ложного срабатывания при трехфазных КЗ и затраты на монтаж вторичных токовых цепей.

2. Блокировка по скорости нарастания тока прямой последовательности позволяет на уровне алгоритма устройства отличить КЗ от асинхронного режима. Замер времени предлагается производить между точками пересечения тока с уставками срабатывания устройства. На рис. 3 представлены годографы тока при асинхронном режиме и КЗ.

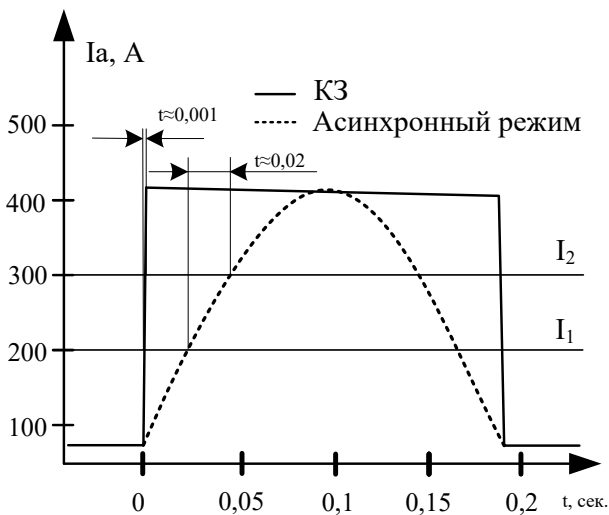


Рис. 3. Нарастание тока при асинхронном режиме и КЗ

Отрицательным здесь является факт того, что скорость нарастания тока при асинхронном режиме может существенно различаться в зависимости от исходного электро-энергетического режима [3], и, с учетом абсолютной погрешности измерительных трансформаторов тока, выбрать уставки данной блокировки достаточно сложно. Решением этой задачи будет использование данной блокировки с воздействием на сброс (обнуление) счетчика циклов устройства АЛАР ФКТ. Однако, как известно, скольжение при асинхронном режиме увеличивается с увеличением количества циклов, что может привести к излишнему блокированию устройства при «быстром» асинхронном режиме.

3. Самым предпочтительным с точки зрения простоты реализации решением является применение блокировки по величине тока прямой последовательности. Для этого необходимо выбрать уставку по току, при достижении которой устройство будет блокироваться. Уставку следует выбирать, отступив 10 % от максимальной величины тока КЗ в месте установки устройства. На рис. 4 представлены условные уставки данной блокировки.

К недостаткам данного решения можно отнести недостаточную надежность срабатывания при удаленных от места установки устройства КЗ. В таком случае ток при коротком замыкании может не достичь уставки блокировки, но быть больше уставок срабатывания устройства АЛАР.

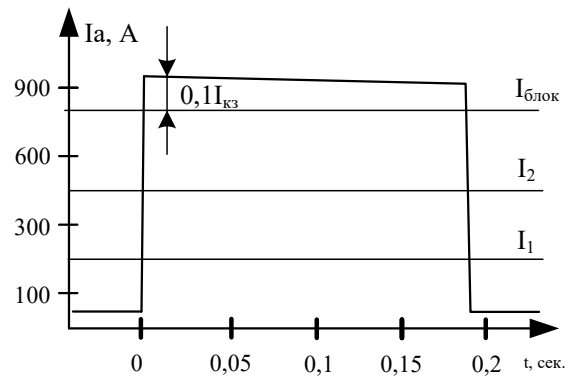


Рис. 4. Уставки блокировки по величине тока КЗ

Данный принцип блокировки применялся в ряде устройств АЛАР ФКТ в ЕЭС России. После достижения уставки блокировка с заданным временем воздействовала на запрет работы устройства АЛАР. В практике эксплуатации данной блокировки имел место случай, когда при возникновении КЗ нарушилась устойчивая работа генерирующего оборудования, а устройство АЛАР разблокировалось и сработало только после заданного в блокировке времени, что привело к затягиванию процесса ликвидации асинхронного режима, а это недопустимо.

Подводя итоги рассмотрения данных решений, можно сделать вывод о том, что ни одно из них в полной мере не может выполнить условия исключения ложной работы АЛАР при коротких замыканиях. Исходя из этого, необходимо рассматривать комбинированную блокировку, включающую в себя сильные стороны каждой по отдельности и исключая их общие недостатки.

### С. Алгоритм предлагаемой блокировки

Комбинированная блокировка из рассмотренных выше включает в себя блокировку по величине тока и скорости его нарастания. Алгоритм данной блокировки представлен на рис. 5. Принципиальное отличие данной блокировки от всех применяемых ранее – это воздействие на сброс (обнуление) счетчика циклов устройства АЛАР.

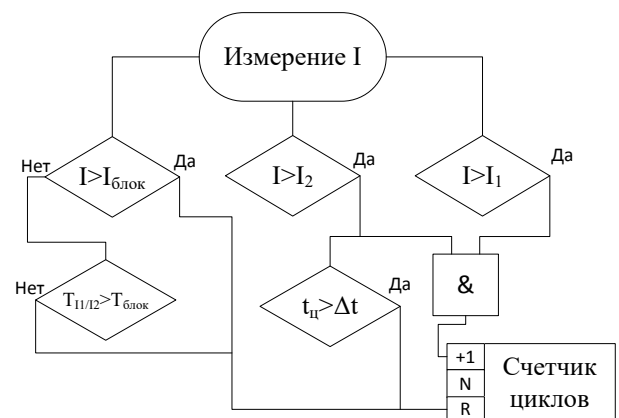


Рис. 5. Алгоритм комбинированной блокировки

Благодаря применению блокировки по скорости нарастания тока и его величине удастся избежать ситуации, когда удаленное от места установки устройства КЗ увеличивает ток до уставок срабатывания, но не до уставки блокировки. Тогда устройство АЛАР сбросит счетчик

циклов за счет блокировки по скорости нарастания тока. Как правило, КЗ, при которых ток не достигает максимальных значений, не приводит к быстро развивающемуся асинхронному режиму [2], и блокировка по скорости нарастания тока будет эффективна. Применение данной комбинированной блокировки позволяет в качестве уставки по циклам выбирать минимальное значение для резервных устройств АЛАР, что, в свою очередь, способствует скорейшей ликвидации асинхронного режима без возможного ложного срабатывания в цикле неуспешного АПВ. На рис. 6 показан процесс ликвидации асинхронного режима после неуспешного АПВ на разработанной цифровой модели АЛАР ФКТ с применением комбинированной блокировки.

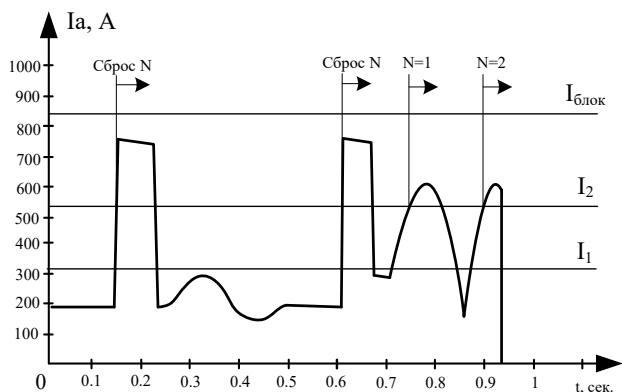


Рис. 6. Ликвидация асинхронного режима после неуспешного АПВ с применением комбинированной блокировки

Видно, что даже при величине уставки по циклам, равной 2, и не достижении уставки блокировки по

величине тока в цикле неуспешного АПВ не происходит ложного срабатывания. Благодаря минимальной уставке по циклам происходит скорейшая ликвидация асинхронного режима.

### III. ВЫВОДЫ

Рассмотрев различные варианты предложенных технических решений и мероприятий, можно подвести итог и показать наиболее необходимые для исключения ложной работы токовых устройств АЛАР:

- при выборе уставок срабатывания необходимо выбирать время максимальной длительности цикла, меньшее, чем время АПВ в районе размещения устройства АЛАР;
- в алгоритме устройства АЛАР необходимо предусмотреть блокировку по величине тока и скорости его увеличения с действием на сброс счетчика циклов.

Отсюда вытекают более жесткие требования к выбору уставок блокировок и срабатывания устройств АЛАР, но, вместе с тем, исключается ложная работа устройства при КЗ с неуспешным АПВ. Данные решения можно применить в токовых устройствах АЛАР на микропроцессорной базе.

### Список литературы

- [1] Беркович М.А., Семенов В.А. Основы автоматики энергосистем. – М: Энергия, 1968. – 432 с.
- [2] Павлов Г.М., Меркурьев Г.В. Автоматика энергосистем. – СПб.: Палирус, 2001. – 387 с.
- [3] Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.

# Перераспределение потоков мощности в сложнзамкнутых воздушных сетях 10 кВ для уменьшения потерь и улучшения качества электроэнергии

В.Т. Сидорова, В.В. Карчин  
ФГБОУ ВО «Марийский государственный университет»  
Йошкар-Ола, Россия  
veranig@yandex.ru

В распределительных сетях наибольшее распространение получила петлевая схема сети – замкнутая сеть, разомкнутая в одном из ее узлов. При этом точка размыкания должна выбираться по критерию минимизации потерь активной мощности электроэнергии и обеспечивать надежность электроснабжения. Определение рациональной точки размыкания воздушной сети, соответствующей минимуму потерь активной мощности, является довольно трудоемкой задачей, поэтому на практике эта точка берется произвольно, что ведет к значительным потерям активной мощности и напряжения. В настоящее время не существует методики определения точки разрыва для сложнзамкнутых воздушных сетей 10 кВ, учитывающей потери мощности в линии и реальные значения напряжения, что приводит к неверному определению точки разрыва. В данной работе представлена разработанная методика определения оптимальной точки размыкания сложнзамкнутых сетей 10 кВ, обеспечивающая минимальные потери активной мощности. Справедливость предлагаемой методики проверена на примере нескольких типичных сетей 10 кВ.

*Ключевые слова:* потокораспределение мощностей, сложнзамкнутые сети 10 кВ, точка размыкания, потери активной мощности.

## Redistribution of power flow in complicated closed overhead networks 10 kV for reduce loss and improving the quality of electricity

V.T. Sidorova, V.V. Karchin  
Mari State University  
Yoshkar-Ola, Russia  
veranig@yandex.ru

The distribution networks of the most widespread network loop circuit - closed network, open at one of its nodes. This disconnection point must be selected according to the criterion of minimization the active power losses, electric power and ensure the reliability of power supply. Definition of a rational point for breaking the overhead network, corresponding to the minimum active power losses, is quite a tedious task. In practice, therefore, this point is taken randomly, which leads to considerable losses of active power and voltage. Currently, there are no methods for determining the point of breaking for meshed networks of 10 kV overhead, taking into account the power loss in the lines and the actual value of the voltage, which results in an incorrect definition of the point of rupture. The method of determining the optimum point of breaking meshed network of 10 kV is developed. It is ensuring minimal loss of active power. The validity of the proposed method was checked by the example of several typical 10 kV networks.

*Keywords:* potokarospredelenie of powers, meshed network of 10 kV, breaking point, the active power losses.

### I. ВВЕДЕНИЕ

Практически все замкнутые сети не однородны из-за неодинаковости отношения реактивных сопротивлений к активным –  $X/R_i$  – на каждом участке сети [1]. Для достижения минимальных потерь мощности в линии с двусторонним питанием необходимо принудительно добиться экономического потокораспределения. Способ размыкания неоднородных контуров сети широко применяется как в распределительных сетях до напряжения 110 кВ, так и в местах более высокого напряжения.

Определение рациональной точки размыкания воздушной кольцевой сети, соответствующей минимуму потерь активной мощности, является довольно трудоемкой

задачей, поэтому на практике эта точка берется произвольно, что ведет к значительным потерям активной мощности. Выбор точки размыкания должен осуществляться по критерию минимизации потерь активной мощности и электроэнергии [2, 3]. Поскольку в настоящее время большинство сельских сетей работает в режиме минимальных нагрузок, необходимо периодически анализировать потоки мощности в них для выявления оптимальных точек раздела сети.

### II. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТОЧЕК ЭКОНОМИЧЕСКОГО ПОТОКОРАЗДЕЛА

В данной работе были исследованы несколько реальных линий 10 кВ. Для каждой из исследуемых сетей опре-



делены потоки активной и реактивной мощности. Далее определена точка естественного потококораздела мощности, исходя из условия [1]:

$$\sum_{ij=1}^n S_{ij} R_{ij} = 0,$$

где  $S_{ij}$  – поток мощности рассматриваемого участка, кВА;  $R_{ij}$  – активное сопротивление рассматриваемого участка, Ом.

Потоки мощности по участкам проводились без учета потерь мощности в линии и с учетом. Потоки мощности по участкам без учета потерь мощности проводились согласно выражению

$$S_{ij} = S_{i-1,j-1} - S_i,$$

где  $S_i$  – мощность нагрузки в соответствующем узле, кВА. При получении отрицательного значения делается предположение о разрыве линии в данной точке.

Расчет уровня потерь мощности был произведен согласно принятой методике [3]:

$$\Delta P = \sum_{i,j=1}^n \frac{S_{i,j}^2}{U_i^2} R_{i,j}.$$

Определение потоков мощности по участкам с учетом потерь мощности в линии и на ответвлениях осуществлялось согласно выражению

$$S_{ij} = S_{i-1,j-1} \pm S_i \pm \Delta S_i,$$

где  $\Delta S_i = \frac{S_i^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{ij} + jX_{ij})$ ;  $X_{ij}$  – реактивное сопротивление рассматриваемого участка, Ом; знаки мощностей нагрузок и потерь мощности определяются направлением потоков мощности.

Потери активной мощности определялись так же, как и в предыдущем случае.

В качестве инструмента математического расчета применялось программное обеспечение Mathcad. Исходными данными являлись реальные значения токов и значения коэффициента мощности нагрузок, полученные по результатам плановых замеров одной из сетевых компаний.

На рисунке приведена схема одной из сложно замкнутых линий, приведенная к схеме с двойным питанием, по которой производился расчет с учетом потерь мощности в линии и на ответвлениях.

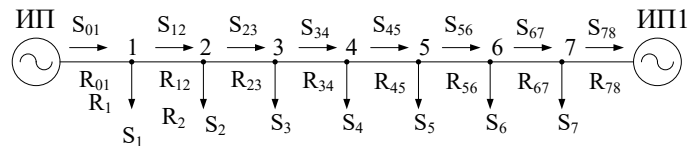


Схема одной из сети, приведенная к схеме с двойным питанием

### III. ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Для всех исследуемых линий в случае учета потерь мощности в линии и на ответвлениях точка экономического потококораздела не совпала с точкой фактического потококораздела. В случае расчета без учета потерь мощности точка экономического потококораздела совпала с точкой фактического потококораздела. При этом различия в относительных потерях мощности составило порядка 2 %. Таким образом, можно сделать вывод о необходимости учета потерь мощности в линии и на ответвлениях, что позволит уменьшить потери электроэнергии.

Далее планируется исследование других неоднородных сельских сетей 10 и 35 кВ, особенностей таких сетей и общего алгоритма определения точки деления сети, обеспечивающей минимальные потери мощности, минимальные значения отклонения напряжения и необходимую надежность электроснабжения.

Разработанная методика позволяет определить точку размыкания сложнозамкнутых воздушных сетей 10 кВ, обеспечивающую минимальные потери активной мощности, и может использоваться в реальных сетях.

### Список литературы

- [1] Шведов Г.В. Потери электроэнергии при ее транспортировке по электрическим сетям: расчет, анализ, нормирование и снижение: учебное пособие для вузов / Г.В. Шведов, О.В. Сипачева, О.В. Савченко; под ред. Ю.С. Железко. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013. – 424 с. (references).
- [2] Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов. – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.
- [3] Карташев И.И., Тульский В.Н. и др. Управление качеством электроэнергии / под ред. Ю.В. Шарова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 354 с.

# Расчет установившихся режимов работы электрической сети с применением эквивалентных генераторов в программном комплексе «RastrWin»

Д.В. Соколов  
ОАО «Сетевая компания»  
Казань, Россия

В настоящее время в сетевых организациях затруднен процесс расчета установившихся режимов при условии изменения значения генерации на электростанциях. Это связано с тем, что сетевые организации не имеют права получать сведения о генерируемой мощности с электростанций. Единственный способ рассчитать генерацию на электростанции – это просуммировать значения перетоков по отходящим от шин станций линиям. Однако для расчета режима необходимо знать значение мощности, генерируемой каждым блоком станции. На данный момент отсутствует методика по расчету параметров эквивалентного генератора ( $P$ ,  $Q$ ) для ПК «RastrWin».

При разработке методики расчета эквивалентных генераторов использовались принципы математического анализа. При выполнении экспериментальной части использовался метод математического подбора исходных значений. В качестве инструмента исследования применялось программное обеспечение Microsoft Excel. Исходными данными являлись паспортные данные генераторов, установленных на электростанциях.

В результате разработан алгоритм расчета параметров эквивалентного генератора на основании паспортных данных генераторов электростанций. Рассчитаны параметры ( $P$ ,  $Q$ ) эквивалентных генераторов в ПК «Microsoft Excel». Разработан алгоритм подключения эквивалентных генераторов к шинам электростанций в расчетной модели ПК «RastrWin». Данные по эквивалентным генераторам внесены в расчетную модель. Выполнен анализ сходимости с результатами замерных дней. Сходимость составила 95 %.

Разработанный алгоритм позволяет рассчитать параметры ( $P$ ,  $Q$ ) эквивалентных генераторов. Реализация алгоритма с помощью макроса в ПК «Microsoft Excel» позволяет ускорить процесс расчета. Использование эквивалентных генераторов в расчетной модели позволяет производить расчет установившегося режима с условием изменения значения генерации на электростанциях.

*Ключевые слова: эквивалентные генераторы, установившийся режим, расчет режима.*

## Calculation of steady state operation power grid with equivalent generators in software package «RastrWin»

Dmitry Sokolov  
Grid Company  
Kazan, Russian Federation

Currently, the network organization hampered the process of calculating steady state operation power grid with the condition change the generation of power stations. This is because the network organizations do not have the rights to receive information on the generated power from power stations. The only way to calculate the power generation is sum the values of power overflows from the bus station's lines. To calculate steady state operation power grid, you need to know the value of the power generated by each unit of the station. Now, there is no method for the calculation of the parameters equivalent generator ( $P$ ,  $Q$ ) for SP «RastrWin».

In developing the methodology for calculating, the equivalent generators used principles of mathematical analysis. In carrying out the experimental part uses mathematical selection of baseline values. As a research tool was used software Microsoft Excel. Initial data were passport data generators, installed in power stations.

Method for the calculation of the parameters equivalent generator for SP «RastrWin» developed. The parameters ( $P$ ,  $Q$ ) equivalent generators SP «Microsoft Excel» calculated. An algorithm for the connection of equivalent power generators to station's bus in the calculation model SP «RastrWin» developed. Data for the equivalent generator included in the calculation model. I made the analysis of convergence with the results of metering days. Convergence was 95 %.

The developed algorithm allows calculating the parameters ( $P$ ,  $Q$ ) equivalent generators. The implementation of the algorithm using a macro to a SP «Microsoft Excel» allows you to speed up the process of calculation. Using the equivalent generator in the calculation model allows the calculation of the steady state operation condition to change the generation in power stations.

*Keywords: equivalent generators, steady state, calculation of steady state operation.*

В современных условиях вопросы расчета установившихся режимов работы электрической сети с использованием параметров текущего режима играют важную роль как для планирования, так и при осуществлении оперативного управления режимами работы сети. При наличии ошибок в расчёте режима может возникнуть недопустимый режим работы оборудования (перегрузка по току или напряжению) с последующим его отключением, что негативно повлияет на энергосистему в целом.

В настоящее время в сетевых организациях затруднен процесс расчета установившихся режимов с учётом изменения значения текущей выработки активной и реактивной мощности электростанциями. Это связано с тем, что сетевые организации не имеют права получать сведения о генерируемой мощности с электростанций. Существует возможность рассчитать генерацию на электростанции путём суммирования перетоков мощности по всем отходящим от шин станций присоединениям. Однако этого недостаточно для целей выполнения расчета режима, так как необходимо знать значение мощности, генерируемой каждым блоком станции.

В целях решения данной проблемы предлагается в расчетной модели ПК «RastrWin» заменить отдельные блоки генераторов станций эквивалентным генератором. Также необходимо разработать алгоритм расчета его параметров и алгоритм подключения генератора к шинам электростанций. При этом эквивалентный генератор должен представлять собой генератор с эквивалентированной  $PQ$ -характеристикой, сформированной на основании  $PQ$ -характеристик всех генераторов электростанции.

Эквивалентированная  $PQ$ -характеристика строится на основании паспортных данных генераторов с определением границ выработки активной и реактивной мощности. При этом за минимальную мощность эквивалентного генератора принимается минимальная мощность, вырабатываемая самым «маломощным» блоком на станции. В качестве максимальной мощности принимается сумма номинальных мощностей всех блоков станции – установленная мощность станции. Далее методом математического перебора определяются все возможные значения генерации активной мощности станции. Так как данная процедура трудоёмка, для облегчения процесса расчёта был создан макрос в ПК «Microsoft Excel». Данный макрос позволяет ввести значение генерации и автоматически перебрать все возможные комбинации генераторов для получения заданной мощности. Получившиеся значения активной мощности были сопоставлены с реактивной мощностью по паспортным данным генераторов и нанесены на  $PQ$ -график с построением линии тренда для исключения всех выбивающихся значений реактивной мощности. Получившиеся линии тренда и будут являться искомым эквивалентной  $PQ$ -характеристикой. Для построения линий тренда использовался метод аппроксимации функции (рис. 1).

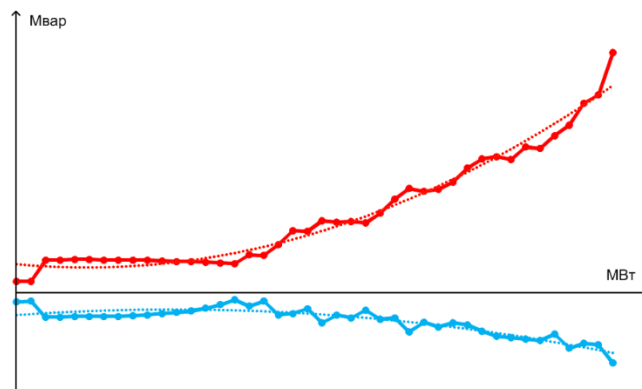


Рис. 1.  $PQ$ -характеристика эквивалентного генератора

Расчитанные параметры эквивалентных генераторов вносятся в расчетную модель ПК «RastrWin», а сами генераторы подключаются к шинам 110 кВ станции (рис. 2).

В целях анализа правильности рассчитанных параметров эквивалентного генератора была произведена проверка сходимости значений выработки реактивной мощности эквивалентных генераторов и генераторов электростанций на основании летнего и зимнего замерных дней. В обоих случаях сходимость составила 95 %. Сравнение проводилось при одинаковом уровне напряжения на шинах 110 кВ.

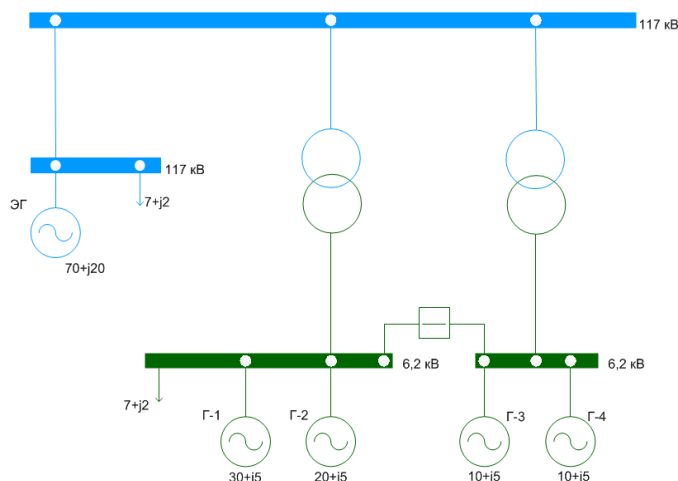


Рис. 2. Эквивалентный генератор в расчетной модели ПК «RastrWin»

Таким образом, разработанный алгоритм позволяет рассчитывать  $PQ$ -характеристики эквивалентных генераторов. Реализация алгоритма с помощью макроса в ПК «Microsoft Excel» позволяет ускорить процесс расчета параметров эквивалентного генератора. Использование эквивалентных генераторов в расчетной модели позволяет производить расчет установившегося режима с условием изменения значения генерации на электростанциях.

# **Определение режимных условий для осуществления длительной параллельной работы Западного энергорайона Якутской энергосистемы с ОЭС Востока по результатам проведенных в марте 2016 года натурных испытаний по кратковременному включению на параллельную работу**

А.С. Стеценко  
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока  
Хабаровск, Россия  
sas@oduv.so-ups.ru

Работа посвящена актуальному на сегодняшний день вопросу – возможности длительной параллельной работы изолированно работающего Западного энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия) с ОЭС Востока. В качестве исследовательской задачи автором была предпринята попытка сформировать перечень режимных мероприятий, необходимых для осуществления стабильной длительной параллельной работы и для увеличения пропускной способности контролируемых сечений до максимально возможных величин.

Результаты исследований могут быть применены для выработки взвешенных технических решений по возможности осуществления параллельной работы, а также для разработки основных принципов организации автоматического противоаварийного управления.

*Ключевые слова: параллельная работа, расчеты электроэнергетических режимов, противоаварийная автоматика.*

## **The definition of regime conditions for long term parallel work of the Western energy district of the power system of the republic of Sakha (Yakutia) with UES East according to results of the natural tests on short-term parallel work in March 2016**

A.S. Stetsenko  
«System Operator of the United Power System», Joint-stock Company (Russia)  
The branch of «SO UPS», JSC ODU to the East, Khabarovsk, Russia  
sas@oduv.so-ups.ru

Work is devoted to a topical question today - possibilities of long parallel work of isolated Western power region of the power system of the Republic of Sakha (Yakutia) and UES of East. As a research problem, the author attempted to create the list of the technical measures necessary for stable long parallel work and for increase in capacity of controlled cross-section up to the greatest possible sizes.

Results of researches can be used to generate of the weighed technical solutions for decision-making possibilities of long parallel work, and also to development of the basic principles of the organization of an automatic emergency control.

*Keywords: parallel work, calculations of electric power modes, the local complex of emergency control system.*

Следуя Восточному вектору государственного развития России, предусматривающему интеграцию территориально изолированных энергорайонов Республики Саха (Якутия) в ЕЭС России, ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» (ОАО «СО ЕЭС») совместно с ПАО «Якутскэнерго» и ПАО «ФСК ЕЭС» 22 – 23 марта 2016 года успешно провел испытания по включению на параллельную синхронную работу Объединенной энергосистемы Востока и Западного энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия) (далее – испытания), подтвердившие возможность их постоянной устойчивой совместной работы.

Схема основных электрических сетей 110 – 220 кВ энергосистемы Республики САХА (Якутия) представлена на рисунке.

Западный энергорайон Якутской энергосистемы (ЗЭР ЯЭС) исторически является технологически изолированным. ЗЭР ЯЭС характеризуется избытком мощности вследствие расположения на его территории гидроэлектростанций: каскада Вилюйских ГЭС (КВГЭС) и Светлинской ГЭС – однако перспективный баланс ЗЭР ЯЭС зависит от водности реки Вилюй и величин перспективной нагрузки потребителей (объекты трубопроводной системы «Восточная Сибирь — Тихий океан» газотранспортной системы «Сила Сибири»).



Схема основных электрических сетей 110 – 220 кВ энергосистемы Республики Саха (Якутия)

Введенный в эксплуатацию в 2014 году транзит 220 кВ Олекминск – НПС-15 – Нижний Куранах обеспечил физическую связь ЗЭР и ОЭС Востока, но по условиям обеспечения допустимых уровней напряжения в узлах нагрузки в нормальной и ремонтной схемах и в послеаварийных режимах была выбрана и осуществлена оптимальная точка раздела на ПС 220 кВ НПС-15 на линейных разъединителях ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1, 2.

Целью проведенных испытаний стало определение основных характеристик, показателей и режимных условий

параллельной синхронной работы ЗЭР с ОЭС Востока, а также верификация расчетных моделей ЗЭР и ОЭС Востока для расчетов установившихся режимов, статической устойчивости переходных режимов и динамической устойчивости и разработка мероприятий для обеспечения устойчивой параллельной (синхронной) работы ЗЭР с ОЭС Востока.

Перед проведением испытаний было осуществлено «режимное» исследование ЗЭР, по результатам которого были определены:

- перечень и состав контролируемых сечений, регулирование и контроль перетоков активной мощности в которых необходимы при проведении испытаний (таблица);
- величины максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях [1, 2];
- перечень и объем мероприятий, реализация которых необходима для проведения испытаний.

Для обеспечения возможности проведения испытаний была определена и реализована настройка устройства автоматики ликвидации асинхронного режима (далее – АЛАР) ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 на ПС 220 кВ НПС-15, выданы задания, в соответствии с которыми выполнена настройка устройств релейной защиты.

В процессе испытаний было в общей сложности проведено четыре опыта параллельной синхронной работы общей продолжительностью 2 ч 47 мин. Регулирование перетока активной мощности в диапазоне от 20 до 50 МВт в обоих направлениях осуществлялось по команде диспетчерского персонала Филиала ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Востока» (далее – ОДУ Востока) путем изменения генерации каскада Вилюйских ГЭС.

Основными итогами проведенных испытаний стали подтверждение возможности осуществления длительной синхронной параллельной работы ЗЭР и ОЭС Востока и получение необходимой для проведения дальнейших исследований информации о режимах работы параллельно работающих энергосистем. Указанные исследования были проведены ОДУ Востока совместно с исполнительным аппаратом ОАО «СО ЕЭС» в целях увеличения пропускной способности контролируемых сечений и предотвращения недопустимых изменений параметров электроэнергетического режима в энергосистеме ОЗ Якутского РДУ.

В результате определен следующий перечень первоочередных мероприятий для обеспечения возможности длительной параллельной работы.

1. Изменение параметров настройки существующих устройств РЗА в электрической сети 220 кВ ЗЭР ЯЭС.

2. Установка устройств автоматики ограничения снижения напряжения (далее – АОСН) с действием на отключение нагрузки потребителей на объектах электроэнергетики Вилюйского энергоузла.

3. Изменение коэффициентов трансформации трансформаторов тока (для обеспечения номинального первичного тока 400 А):

- на ПС 220 кВ НПС-13 (на ВЛ 220 кВ НПС-13 – Олекминск);
- на ПС 220 кВ Олекминск (на ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар, ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13, ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1 и 2).

4. Получение от собственника оборудования (АО «ДВЭУК») согласования возможности кратковременной перегрузки трансформаторов тока не менее чем на 20 % продолжительностью не менее 20 мин в послеаварийном режиме:

- на ПС 220 кВ НПС-13 (на ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 и ВЛ 220 кВ НПС-13 – НПС-12);
- на ПС 220 кВ Олекминск (на ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар, ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13, ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1 и 2).

5. Реализация алгоритма АЛАР ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 № 1 и 2 с отпайкой на ПС 220 кВ НПС-16 в существующих устройствах МКПА на ПС 220 кВ НПС-15.

ПЕРЕЧЕНЬ КОНТРОЛИРУЕМЫХ СЕЧЕНИЙ ЗЭР ЯЭС

№ п/п	Наименование КС	Состав КС	Энергообъекты, на которых осуществляется замер активной мощности	Прямое направление перетока активной мощности
1	Сечение 1	ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Районная № 1 ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Районная № 2	Вилюйская ГЭС	От шин 220 кВ Вилюйской ГЭС
2	Сечение 2	ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар ВЛ 220 кВ НПС-13 – Олекминск	ПС 220 кВ Сунтар ПС 220 кВ Олекминск	К шинам ПС 220 кВ Сунтар К шинам ПС 220 кВ Олекминск
3	Сечение 3	ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-14 ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14	ПС 220 кВ НПС-15	К шинам ПС 220 кВ НПС-15 (из ЗЭР) От шин ПС 220 кВ НПС-15 (в ЗЭР)

После выполнения указанных первоочередных мероприятий максимально допустимый переток активной мощности на связях ЗЭР ЯЭС с ОЭС Востока составит от 40 МВт из ЗЭР ЯЭС и до 70 МВт в ЗЭР ЯЭС.

С целью повышения пропускной способности связей ЗЭР ЯЭС и ОЭС Востока необходима реализация следующих мероприятий.

1. Установка устройств автоматического повторного включения с функцией улавливания синхронизма (АПВ УС) на:

- ПС 220 кВ Сунтар (на ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск, ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар);
- ПС 220 кВ НПС-13 (на ВЛ 220 кВ НПС-13 – НПС-12, ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13);

- каскаде Вилюйских ГЭС 1, 2 (на двух ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная).
2. Установка устройств АЛАР на КВГЭС.
3. Установка устройства автоматики разгрузки при перегрузке по мощности (далее – АРПМ) на ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1, 2 с действием на отключение нагрузки в ЗЭР ЯЭС при аварийном отключении генерирующей мощности в ЗЭР ЯЭС.
4. Установка устройства АРПМ на ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 и ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар с действием на отключение генерации на каскаде Вилюйских ГЭС при аварийном сбросе нагрузки в ЗЭР ЯЭС.
5. Замена трансформаторов тока на ПС 220 кВ НПС-13, ПС 220 кВ Олекминск на ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 на трансформаторы тока с номинальным первичным током не менее 600 А.
6. Установка управляемых источников реактивной мощности на объектах электроэнергетики Вилюйского энергоузла, а также на ПС 220 кВ Сунтар.
7. Установка устройства автоматики ограничения повышения частоты (АОПЧ) на каскаде Вилюйских ГЭС.
8. Установка автоматики ограничения перегрузки оборудования (далее – АОПО) ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1, 2.
9. Установка АОПО ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13.
10. Установка устройств автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) на каскаде Вилюйских ГЭС и на Нерюнгринской ГРЭС.
11. Восстановление проектной схемы выдачи мощности Светлинской ГЭС.

12. Реализация в полном объеме проектных решений по организации систем телемеханики и связи на объектах электроэнергетики АО «ДВУЭК».

После реализации вышеуказанных мероприятий допустимый переток активной мощности на связях ЗЭР ЯЭС с ОЭС Востока составит до 70 МВт из ЗЭР ЯЭС и до 120 МВт в ЗЭР ЯЭС.

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные расчеты позволили определить область допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях без применения ПА, а также возможное приращение значения допустимого перетока активной мощности в них при создании необходимых устройств противоаварийного управления.

ОАО «СО ЕЭС» инициирована разработка технико-экономического обоснования создания (реконструкции) системы релейной защиты и автоматики в операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» Якутское РДУ для принятия принципиальных технических решений по устройствам РЗА и ПА в энергосистеме ОЗ Якутского РДУ, необходимых для осуществления устойчивой параллельной (синхронной) работы энергосистемы Республики Саха (Якутия) с ЕЭС России и перспективы развития в целях повышения эффективности противоаварийного управления и увеличения пропускной способности контролируемых сечений.

#### Список литературы

- [1] СТО 59012820.27.010.001-2013. Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС»: Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС».
- [2] СО 153-34.20.576.2003. Методические указания по устойчивости энергосистем.



# Расчет переходных процессов в электрической цепи переменного тока при совместной работе приводов с учетом компенсаторов реактивной мощности

М.Д. Струнин, Д.П. Андрианов

ФГБОУ ВО «Владимирский государственный университет им. А.Г. и Н.Г. Столетовых»  
Владимир, Россия  
andrianov@vlsu.ru

Работа электроприводов в электрических цепях переменного тока при коммутации сопровождается скачками тока. В настоящее время актуальным является моделирование взаимного влияния электроприводов при их совместном функционировании. На основании рассматриваемой схемы замещения, учитывающей два электропривода, были составлены дифференциальные уравнения, описывающие переходные процессы в однофазной электрической цепи. Моделирование проводилось численными методами с использованием среды ускоренного программирования Delphi, в которой был реализован метод Рунге – Кутты 4-го порядка.

*Ключевые слова:* электропривод, схема замещения, численное решение дифференциальных уравнений, компенсатор реактивной мощности, скачок тока.

## Calculation of transients in the circuit AC in co-operation takes in to account the reactive power compensator

M.D. Strunin, D.P. Andrianov

Vladimir State University n. a. A.G. and N.G. Stoletovs  
Vladimir, Russia Federation  
andrianov@vlsu.ru

Job drives in electrical circuits AC switching current is accompanied by jumps. Currently relevant is the modeling of mutual influence of electric drives at their joint functioning. Based on consideration of the equivalent circuit that takes into account the two electric drive, differential equations have been drawn up, describing the transient processes in a single-phase electric circuit. The simulation was performed by numerical methods using a medium fast Delphi programming, which was implemented by the method of Runge – Kutta 4<sup>th</sup> order.

*Keywords:* electric drive, the replacement scheme, numerical solution of differential equations, reactive power compensator, the current jump.

### I. ВВЕДЕНИЕ

Оптимальная организация электроснабжения невозможна без учета электротехнических особенностей используемого оборудования. Развитие вычислительной техники и численных математических методов позволяет с достаточно высокой точностью моделировать процессы, протекающие в реальных системах. В настоящее время большой интерес с точки зрения оценки энергоэффективности представляет рассмотрение взаимного влияния работы силового оборудования в электрических сетях промышленных предприятий.

### II. ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ЗАМЕЧАНИЯ

Сложность решения задачи усугубляется изменением топологии электрической сети, что выражается в изменении как количества, так и состава дифференциальных уравнений, описывающих динамическую систему.

В исследовании рассматривается функционирование оборудования в однофазной электрической сети, когда

при постоянно работающем электроприводе подключается (отключается) дополнительный электропривод. Схема замещения электрической цепи представлена на рис. 1.

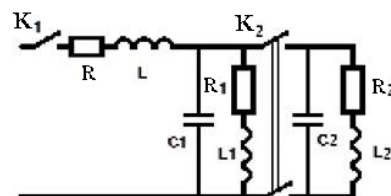


Рис. 1. Схема замещения электрической цепи

### III. МОДЕЛИРОВАНИЕ

Моделирование проводилось численными методами с использованием метода прогноза и коррекции Рунге – Кутты 4-го порядка [1].

Расчетная методика была реализована в среде ускоренного программирования Delphi [2].

В начальном состоянии все электрические приводы отключены от сети. Начальные условия имеют вид:

$$\begin{bmatrix} i(t) \\ i_1(t) \\ i_2(t) \\ u_c(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}, \quad (1)$$

где  $i$  – сила входного тока из электросети;  $i_1$  – сила тока в 1-м приводе;  $i_2$  – сила тока во 2-м приводе;  $u_c$  – напряжение на конденсаторе.

При включении ключа  $K_1$  происходит переходный процесс, связанный с пуском 1-го привода.

Система дифференциальных уравнений 1-го порядка в форме Коши в матричном представлении для промежутка времени, предшествующего подключению второго привода (ключ  $K_2$ ), имеет вид:

$$\begin{bmatrix} \frac{di(t)}{dt} \\ \frac{di_1(t)}{dt} \\ \frac{du_c(t)}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & 0 & -\frac{1}{L} \\ 0 & -\frac{R_1}{L_1} & \frac{1}{L_1} \\ \frac{1}{C_1} & -\frac{1}{C_1} & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i(t) \\ i_1(t) \\ u_c(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{u_{вх}(t)}{L} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (2)$$

В момент времени  $t_{вкл}$  происходит включение ключа  $K_2$ , при этом исходная система дифференциальных уравнений (2) преобразуется к виду:

$$\begin{bmatrix} \frac{di(t)}{dt} \\ \frac{di_1(t)}{dt} \\ \frac{di_2(t)}{dt} \\ \frac{du_c(t)}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & 0 & 0 & -\frac{1}{L} \\ 0 & -\frac{R_1}{L_1} & 0 & \frac{1}{L_1} \\ 0 & 0 & -\frac{R_2}{L_2} & \frac{1}{L_2} \\ \frac{1}{C_1+C_2} & \frac{-1}{C_1+C_2} & \frac{-1}{C_1+C_2} & 0 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} i(t) \\ i_1(t) \\ i_2(t) \\ u_c(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{u_{вх}(t)}{L} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (3)$$

В (2) и (3) обозначены:  $R$  – сопротивления питающей ветви и приводов;  $C$  – емкости компенсаторов реактивной мощности приводов;  $L$  – индуктивности питающей ветви и приводов;  $u_{вх}$  – входное напряжение от электросети (индекс при символе означает учет номера привода, отсутствие индекса – питающая ветвь электросети).

На рис. 2 представлен интерфейс программного модуля, сгенерированного в Delphi, включающий в себя об-

ласть ввода данных, элементы управления и графическую область для визуализации результата расчета.

Проведенные расчеты показали, что при включении 1-го привода наблюдается скачок силы тока, который быстро затухает. На графике напряжения можно отметить незначительное отклонение от синусоидального характера и небольшое увеличение амплитуды. При соответствующей подстройке конденсатора  $C_1$  указанные отклонения можно свести к минимуму.

При включении 2-го привода происходит возрастание тока в питающей ветви, в целом синусоидальный характер изменения силы тока и напряжения остается стабильным, что обусловлено соотношением параметров колебательно-го  $L$ - $C$ -контура.

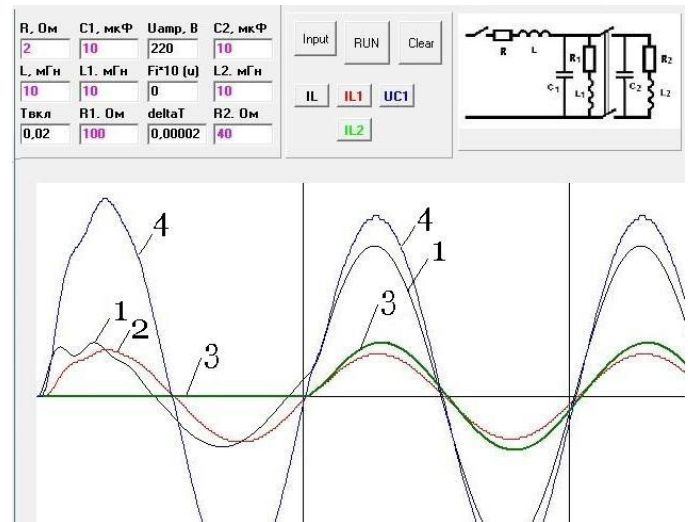


Рис. 2. Графики изменения параметров электрической цепи (интерфейс Delphi): 1 – сила входного тока из электросети; 2 – сила тока в 1-м приводе; 3 – сила тока во 2-м приводе; 4 – напряжение на конденсаторе  $C_1$

#### IV. ВЫВОДЫ

Предложенный подход к моделированию переходных процессов позволяет с минимальными затратами оценивать характеристики элементов электрических цепей. С учетом того, что для большинства электрических процессов характерны нелинейности, усложняющие получение аналитических решений, использование методик, основанных на применении численных методов, является перспективным.

#### Список литературы

- [1] Бронштейн И.Н., Семендяев К.А. Справочник по математике для инженеров и учащихся втузов. – М.: Наука, 1986. – 720 с.
- [2] Фаронов В.В. Delphi 6: учебный курс. СПб.: Питер, 2002. – 512 с.

# Идентификация статических характеристик комплексной нагрузки по данным пассивного эксперимента

А.А. Суворов<sup>1</sup>, А.С. Тавлинцев<sup>1</sup>, М.Е. Шорикова<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

<sup>2</sup>Филиал АО «СО ЕЭС» – ОДУ Урала

Екатеринбург, Россия

a.s.tavlintsev@urfu.ru

Наиболее доступной информацией для принятия решения о выборе вида и оценки коэффициентов модели нагрузки являются массивы данных измерений параметров режима. Данные текущих измерений содержат в себе информацию о случайных малых отклонениях напряжения и мощности на шинах исследуемого узла нагрузки. Необходимо отметить, что используемые в настоящее время подходы не позволяют в полной мере автоматизировать процесс оценки статических характеристик нагрузки. В качестве исходных данных для оценки статических характеристик нагрузки приняты секундные массивы телеизмерений. Для оценки коэффициентов статических характеристик нагрузки применяются методы математической статистики. В ходе работы были апробированы алгоритмические решения, позволяющие повысить степень автоматизации процесса оценки статических характеристик нагрузки. В результате расчётов была получена оценка коэффициентов модели нагрузки в области нормальных напряжений. Повышение степени автоматизации и использование данных текущих измерений параметров режима может позволить решить задачу актуализации математических моделей нагрузки, применяемых в расчётных моделях электроэнергетических систем.

*Ключевые слова: статические характеристики нагрузки, управление энергосистемой, обработка данных.*

## Identification of static complex load model based on measurement experiment data

Anton Suvorov<sup>1</sup>, Aleksandr Tavlintsev<sup>1</sup>, Maria Shorikova<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Professional Education «Ural Federal University n. a. the first President of Russia B.N.Yeltsin»

<sup>2</sup>«System Operator of the United Power System», Joint-stock Company

Yekaterinburg, Russia

a.s.tavlintsev@urfu.ru

Load simulation is one of the most important factors influencing the error of steady-state power flow calculations and transmission limits determination. Mode parameters current measuring data is the most available information for mathematical load model selection and determination of load model's coefficients. Current measuring data contains information about random voltage and power fluctuations of the load under investigation. It should be emphasized that currently used methods and approaches do not allow fully automate the process of static load models estimation. Arrays of second-by-second telemetry were taken as an initial data for static load models evaluation. Mathematical statistics methods are applied to estimate static load model's coefficients. Algorithmic solutions were realized by means of C#. In the course of the works algorithmic solutions were tried out. They allow increasing the degree of automation of static load models evaluation process. Calculations resulted in the static load model's coefficients estimation in the normal voltage range. Increasing the degree of automation and using mode parameters current measuring data can help to meet challenge of the mathematical load models updating for the future application in electric power systems' simulation models.

*Keywords: static load models, power system control, data mining.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Проведение пассивного эксперимента предполагает последовательную регистрацию параметров режима питающей подстанции без вмешательства в обычный режим функционирования исследуемого объекта [1]. Ввиду того, что режим работы сети остаётся неизменным, отсутствует необходимость организации длительной процедуры согласования с различными заинтересованными организациями – необходимым является только разрешение собственника подстанции. К достоинствам такого способа по-

лучения исходных данных для моделирования нагрузки можно отнести следующее:

- фиксация данных может проводиться на интервале произвольной длительности;
- временные затраты на организацию эксперимента минимальны;
- при наличии соответствующего методического обеспечения существует возможность идентификации статических характеристик нагрузки (далее – СХН) в темпе процесса.

В процессе обработки и анализа данных пассивного эксперимента необходимо учесть, что в нормальном режиме работы электрической сети величина питающего напряжения изменяется в небольшом диапазоне и, как следствие, реакция нагрузки на изменение питающего напряжения поддерживается в определённых границах [1, 2].

В ходе решения задачи расчёта установившегося режима нагрузка представляется зависимостями вида  $P = f(U)$  и  $Q = f(U)$ . Между этими величинами существует как детерминированная, так и статистическая взаимосвязь. В общем случае их можно рассматривать как случайные и изменяющиеся во времени. Нагрузка носит вероятностный характер, и, следовательно, СХН для каждого узла могут варьироваться. Основными причинами этого являются:

- изменения технологического процесса;
- включенное состояние отдельных электроприёмников;
- действие автоматики регулирования параметров электричества внутри рассматриваемого узла.

Параметры режима работы энергосистемы (ток, напряжение, потоки мощности, максимально допустимые перетоки и т.д.) зависят от большого числа влияющих факторов, которые изменяются во времени случайным образом, а с учётом погрешности измерительных систем в общем случае точное значение каждого конкретного параметра может быть не известно. С этой точки зрения становится необходимым не только знать оценку среднего значения параметра в каждый момент времени, но и его дисперсию. Знание о возможных крайних значениях каждого параметра позволит оперативно-диспетчерскому персоналу точнее оценивать необходимые резервы для надёжной работы оборудования энергосистемы.

При решении вышеописанной задачи – обработки данных пассивного эксперимента в ходе идентификации статических характеристик комплексной нагрузки – находит применение метод главных компонент.

## II. АЛГОРИТМ ОЦЕНКИ РЕГУЛИРУЮЩЕГО ЭФФЕКТА НАГРУЗКИ ПО ДАННЫМ ИЗМЕРЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА

Для решения большинства практических задач, связанных с расчетом и анализом установившихся режимов энергосистемы, достаточно знать только значения регулирующих эффектов нагрузки по напряжению в области нормального режима [2, 8, 12]:

$$\left( \frac{\partial P}{\partial U} \right)_{U=U_{\text{ном}}} \quad \text{и} \quad \left( \frac{\partial Q}{\partial U} \right)_{U=U_{\text{ном}}}$$

Для обработки данных измерений пассивного эксперимента целесообразно отказаться от анализа величины отдельных измерений или их изменений от одного момента времени до другого, а использовать статистические методы обработки данных.

Случайные отклонения параметров режима нагрузки вызваны двумя причинами. Первая причина – это «внешние» возмущения – изменение мощности всех нагрузок энергосистемы, не входящих в исследуемый узел, величины генерации мощности электрических станций, включенного состояния элементов электрической сети и т.д.

Вторая причина – собственные флуктуации исследуемой нагрузки.

При достаточно большом количестве зарегистрированных данных измерений «внешних» возмущений и собственных флуктуаций нагрузки могут быть приняты нормальными и некоррелированными [3, 5]. При рассмотрении малых изменений зависимостей параметров режима возможно сделать допущение о линейности процессов. Зарегистрированные измерения будут образовывать эллипсы рассеивания в координатах  $(P, Q)$ ;  $(U, P)$ ;  $(U, Q)$ . Примеры зависимостей  $(U, P)$ ;  $(U, Q)$  представлены на рис. 1 и 2.

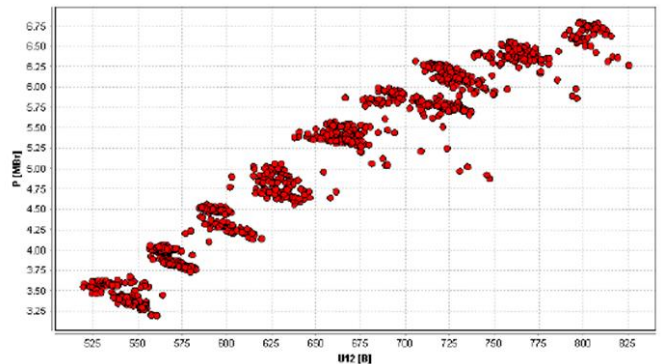


Рис. 1. Зависимость активной мощности от напряжения металлургического предприятия

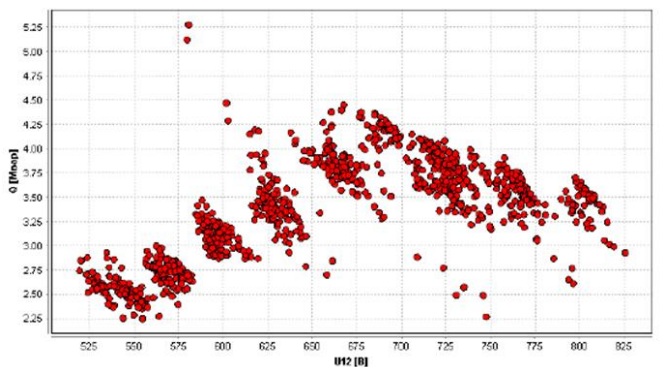


Рис. 2. Зависимость реактивной мощности от напряжения металлургического предприятия

Малые случайные отклонения параметров режима и естественного изменения нагрузки образуют некоторую область рассеивания. При достаточно большом размере выборки данных измерений  $P$ ,  $Q$  и  $U$  корреляцией между измерениями можно пренебречь [9]. Следовательно, каждая область представляет собой множество реализаций некоторой случайной функции. Необходимо отметить, что в случае, если бы уровень питающего напряжения на шинах узла не зависел от колебаний своей нагрузки, данная область выродилась бы в прямую линию, параллельную  $P = f(U)$ . Графическая интерпретация представлена на рис. 3.

В общем случае увеличение (уменьшение) падения напряжения на внешнем сопротивлении при собственных колебаниях нагрузки приводит к тому, что значения нагрузки уменьшаются (увеличиваются) в результате снижения (увеличения) мощности отдельных электроприёмников внутри комплексного узла нагрузки. Следовательно, оценка параметров закона распределения каждой



группы данных измерений может предоставить необходимую информацию для выявления значения регулирующего эффекта нагрузки [6, 10, 11].

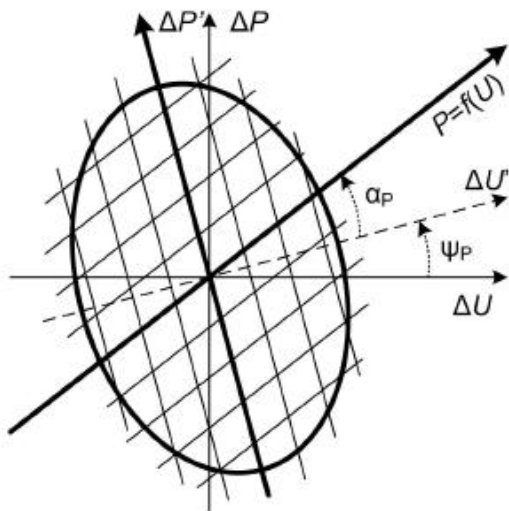


Рис. 3. Представление линий регрессии внутри одной группы данных измерений на примере пространства (U, P)

Информацию о регулирующем эффекте нагрузки содержит главная компонента с углом наклона менее 90° относительно оси абсцисс. Для оценки регулирующего эффекта нагрузки необходимо отобранную главную компоненту повернуть на угол  $\alpha_p$ . Угол  $\alpha_p$  относительно оси абсцисс определяется согласно выражению [2]:

$$\tan \alpha_p = \frac{(D_p - D_U) \tan \psi_p + K_{PU} (1 - \tan^2 \psi_p)}{D_U + 2 \cdot K_{PU} \cdot \tan \psi_p + D_p \cdot \tan^2 \psi_p},$$

где  $D_U$  – дисперсия напряжения;  $D_p$  – дисперсия активной мощности;  $\tan \psi_p$  – тангенс угла наклона выделенной главной компоненты;  $K_{PU}$  – корреляционный момент между напряжением и активной мощностью:

$$K_{PU} = \frac{\text{cov}_{PU}}{\sqrt{D_p} \sqrt{D_U}} = \frac{\sum_{i=1}^N ((P_i - P_{mean})(U_i - U_{mean}))}{\sqrt{(\sum_{i=1}^N (P_i - P_{mean})^2) \sum_{i=1}^N (U_i - U_{mean})^2}},$$

где  $\text{cov}_{PU}$  – ковариация активной мощности и напряжения.

Полученная после поворота на угол  $\alpha_p$  линия будет регулирующим эффектом нагрузки для данного интервала напряжений [3 – 5].

### III. ПРАКТИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА ГЛАВНЫХ КОМПОНЕНТ

В качестве исходной информации для апробации алгоритма на реальных данных возьмем данные измерений для одного из цехов металлургического предприятия, представленные на рис. 1 и 2.

В рамках данной работы не ставилась цель разработки алгоритмов разделения массивов измерительной информации на группы. В связи с этим группы данных выделяются вручную по оси времени.

Оценка порогового значения фильтра выполнена с помощью стандартной функции расчёта перцентилей ПК MatLab. На рассматриваемом массиве данных измерений

напряжения, активной и реактивной мощности при доверительном интервале  $p = 0,99$  средний отсев составил 4 точки в каждой группе.

На следующем этапе выполнена оценка двух главных компонент в каждой группе данных измерений. Расчёты на реальных данных показали, что при использовании выражения метода наименьших квадратов может не в полной мере учитываться имеющаяся тенденция в данных. Поэтому для дальнейших расчетов вместо метода наименьших квадратов используется взвешенный метод наименьших квадратов:

$$F = \sum_{i=1}^N (w_i \cdot (y_i - (k \cdot x_i + b)))^2 \rightarrow \min,$$

где  $w_i$  – весовой коэффициент ошибки.

Результаты работы алгоритма оценки главных компонент для каждой группы данных взвешенным методом наименьших квадратов представлены на рис. 4 и 5. Коэффициенты соответствуют функции:

$$y = k_{p\_1PCA} \cdot x + b_{1PCA}.$$

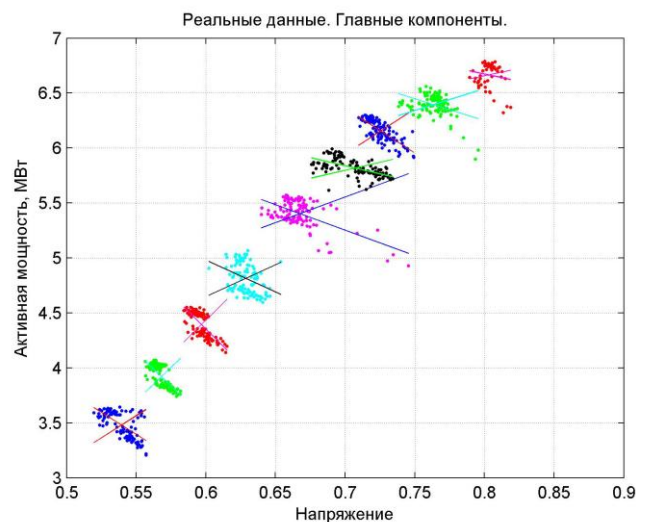


Рис. 4. Выделенные группы данных и две главные компоненты в пространстве (U, P)

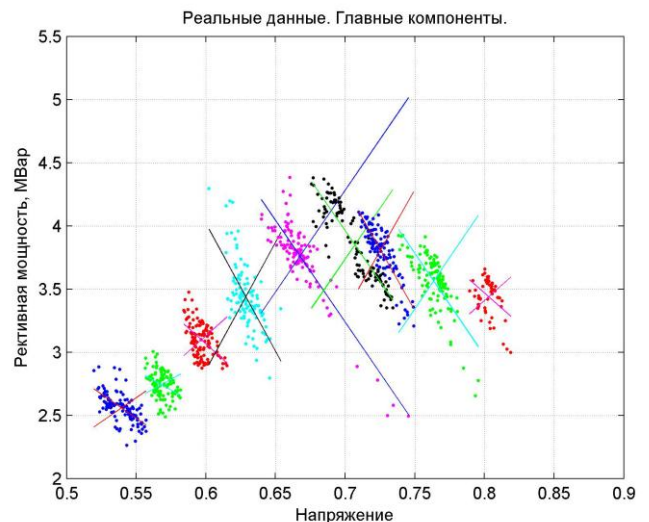


Рис. 5. Выделенные группы данных и две главные компоненты в пространстве (U, Q)

После оценки главных компонент каждой группы данных необходимо выполнить оценку регулирующих эффектов нагрузки. Оценка величины полученного регулирующего эффекта для каждой группы данных измерений позволяет укрупнено выделить несколько основных режимов работы исследуемого комплексного узла нагрузки. Дальнейшее накопление данных измерений и информации о величинах регулирующих эффектов нагрузок может помочь в решении задачи идентификации статических характеристик нагрузки по напряжению. Оценка регулирующего эффекта нагрузки представленным методом отличается от оценки, полученной с помощью обработки всего исходного массива методом наименьших квадратов.

#### IV. ВЫВОДЫ

Обработка массивов данных измерительной информации методом главных компонент предоставляет возможность оценки регулирующего эффекта нагрузки. Минимизация влияния на итоговую оценку фактора зависимости питающего напряжения от мощности нагрузки позволяет использовать данные измерений, полученные в ходе пассивного эксперимента. Возможность использования данных пассивного эксперимента может позволить значительно увеличить количество данных для анализа.

Дальнейшее совершенствование рассмотренной в рамках статьи методики может быть направлено на исследование возможности использования нелинейного метода главных компонент, а также разработки алгоритмов выделения групп данных измерений.

#### Список литературы

[1] Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е. Применение математических моделей электрической нагрузки в расчетах устойчивости энергосистем и надежности электроснабжения

промышленных потребителей. – М.: ЭЛЕКС-КМ, 2008. – 248 с.

- [2] Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е. Об определении характеристик нагрузки по напряжению методом пассивного эксперимента // *Электричество*. – 1972. – С. 22–25.
- [3] Pearson K. On lines and planes of closest fit to systems of points in space // *Philosophical Magazine*. – 1901. – Vol. 2. – P. 559–572.
- [4] Горбунова Л.М., Портной М.Г., Рабинович Р.С. и др. Экспериментальные исследования режимов энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
- [5] Advanced Load Modeling – Entergy Pilot Study EPRI, EPRI, 2004.
- [6] Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Методические указания по учёту нагрузки при расчётах на ЭВМ устойчивости сложных систем. Ч. 1. Модели нагрузки и её обобщённые параметры. 1983.
- [7] Перминов С.И., Суворов А.А., Тавлинцев А., Шорикова М. Прогнозирование реакции нагрузки для решения задачи идентификации статических характеристик по напряжению // *Энергетика глазами молодёжи: науч. тр. 6-й Междунар. науч.-техн. конф.* – Иваново, 2015. – Т. 1. – С. 259–264.
- [8] Паздерин А.В., Суворов А.А., Тавлинцев А.С., Чусовитин П.В. // *Научное обозрение*. – 2013. – № 7. С. 70–77.
- [9] Хрущев Ю.В., Панкратов А.В., Бацева Н.Л., Полищук В.М., Тавлинцев А.С. Методика идентификации статических характеристик нагрузки по результатам активного эксперимента // *Известия Томского политехнического университета*. – 2014. – Т. 325, № 4. – С. 164–175.
- [10] Batseva N.L., Pankratov A.V., Khruschev Y.V., Prokhorov A.V., Tavlintsev A.S. Technique for field data based identification of static polynomial load model // *Proceedings of 2014 International Conference on Mechanical Engineering, Automation and Control systems, MEACS 2014*, 6986877.
- [11] Tavlintsev A.S., Pazderin A.V., Malozemova O.Y., Chusovitin P.V. Identification of static polynomial model based on remote metering systems information.
- [12] Tavlintsev A.S., Pazderin A.V., Suvorov A.A., Chusovitin P.V., Malozemova O.Y. Experimental investigation of static load characteristics.

# Влияние электромеханической вставки переменного тока на основе асинхронизированных синхронных машин на переходные процессы в электроэнергетической системе

И.С. Супрунов<sup>1</sup>, Д.Н. Ярош<sup>2</sup>, Н.И. Зеленохат<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ФГБОУ «Московский энергетический институт»

<sup>2</sup>Филиал ОАО «НТЦ ЕЭС» «Технологии автоматического управления»

Москва, Россия

suprunov-is@so-ups.ru, yarosh-dn@so-ups.ru

В настоящее время в Единой энергетической системе России и мировых энергосистемах происходит рост транзитных потоков как внутри энергосистем, так и между отдельными энергосистемами. При этом часто существующие связи не обладают достаточной пропускной способностью. В качестве мероприятия по устранению перегрузок может быть использовано устройство управления перетоком активной мощности на основе асинхронизированного электромеханического преобразователя частоты, выполненного на базе асинхронизированных синхронных машин (АС ЭМПЧ), которое позволит снизить переток по перегружаемому электросетевому элементу и загрузить слабо загруженные линии электропередач. Задачей настоящего исследования являются изучение этого влияния и оценка возможности улучшения качества переходных процессов в сложной неоднородной электрической сети за счёт управления АС ЭМПЧ.

*Ключевые слова:* асинхронизированная синхронная машина, управление перетоком мощности, слабозатухающие колебания, переходный процесс, динамическая устойчивость.

## Influence of AC electromechanical insert based on asynchronous synchronous machines on transients in power systems

I.S. Suprunov<sup>1</sup>, D.N. Yarosh<sup>2</sup>, N.I. Zelenokhat<sup>1</sup>

<sup>1</sup>National Research University «Moscow Power Engineering Institute»

<sup>2</sup> Branch of JSC «Scientific and Technical Center of Unified Power System»

«Automatic control technology»

Moscow, Russia

suprunov-is@so-ups.ru, yarosh-dn@so-ups.ru

Currently, there is a growth of transit flows inside and between individual power systems of the world and Unified Power System of Russia in particular. And often there is a lack of sufficient connection bandwidth. Active power flows controlling device based on asynchronous electromechanical frequency converter (AEFC), made on the basis of asynchronous synchronous machines can be used to eliminate overloads in power grid by reducing the flow in the overloaded elements and increasing it in underloaded ones. The present research aims to examine that influence and estimate possible improvement of transients performance in complex inhomogeneous power grid.

*Keywords:* asynchronous synchronous machine, power flow control, weakly damping oscillations, transient, dynamic stability.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в Единой энергетической системе (ЕЭС) России и мировых энергосистемах происходит рост транзитных потоков как внутри энергосистем, так и между отдельными энергосистемами. При этом часто существующие связи не обладают достаточной пропускной способностью.

В качестве мероприятия по устранению перегрузок может быть использовано устройство управления перетоком активной мощности (УУПМ), которое позволит снизить переток по перегружаемому электросетевому элементу и загрузить слабо загруженные линии электропередач. Наибольшим диапазоном изменения перетока мощности по электросетевому элементу обладает объединён-

ный регулятор перетока мощности (ОРПМ), или Unified Power Flow Controller (далее в тексте UPFC) [1]. Устройство позволяет осуществлять комбинированное воздействие на линию – регулировать напряжение по величине, изменять фазный угол между напряжениями по концам линии и сопротивление линии.

UPFC являются сложными и дорогими устройствами, которые представляют собой два преобразователя напряжения на тиристорах, включённых последовательно и параллельно в линию электропередачи. Это ограничивает их применение в ЭЭС. Другим недостатком этих устройств является необходимость применения нетиповых силовых трансформаторов, что создаёт трудности при их изготовлении и эксплуатации.



В связи с этим ниже рассматривается отличающееся по принципу работы устройство управления перетоком мощности Unified Power Flow Controller with Reactor (далее UPFCR), которое может быть выполнено на основе вставки переменного тока (ЭВПТ) на базе двух асинхронизированных синхронных машин [2, 3] и реактора R [1, 4].

## II. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СЛОЖНОЙ ЭЭС С УЧЁТОМ УСТАНОВКИ УУПМ В ОБЩЕМ ВИДЕ

Для исследования использована восьмимашинная схема ЭЭС, которая состоит из:

- шести синхронных машин, моделирующих генераторы электростанций разной мощности;
- двух асинхронизированных машин, моделирующих УУПМ;
- реактора;
- трансформаторов;
- линий электропередач;
- эквивалентных нагрузок, представляемых постоянными сопротивлениями (см. рис. 1).

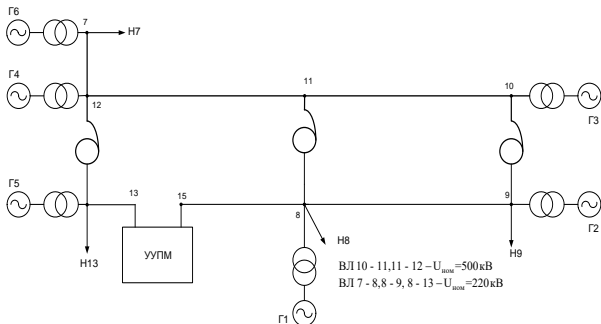


Рис. 1. Схема исследуемой ЭЭС

Особенностью схемы являются удалённость мощной тепловой станции (Г4, Г5) от крупных узлов нагрузки 7, 8 и в связи с этим необходимость передавать большую мощность по относительно слабым связям (8 – 13, 11 – 12).

Для исследования динамических свойств УУПМ его установка производится на относительно слабую связь (ВЛ 220 кВ 8 – 13). В качестве УУПМ используется электромеханическая вставка переменного тока с реактором на основе двух асинхронизированных синхронных машин (АС ЭМПЧ) [4, 5].

При моделировании АС ЭМПЧ были использованы выкладки, представленные в [4]. Разработанный алгоритм управления возбуждением асинхронизированных синхронных машин направлен на поддержание заданного перетока активной мощности, уровня напряжения и частоты на выводах АС ЭМПЧ.

Комбинированное устройство управления перетоком мощности со вставкой и реактором, обозначенное как UPFCR (рис. 2), содержит реактор R, последовательно включённый в расщепку линии электропередачи ВЛ между узлами a и b сложной электрической сети, и вставку переменного и постоянного тока (далее вставка), подключаемую через трансформаторы T1 и T2.

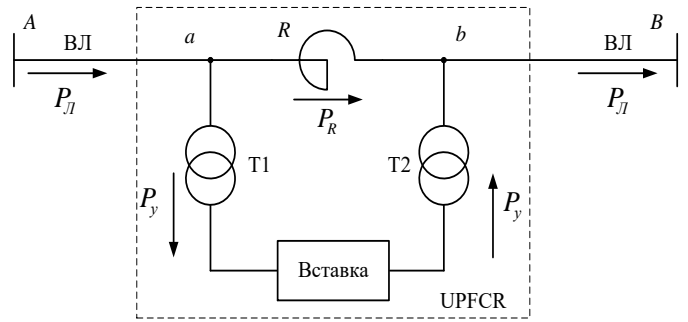


Рис. 2. Комбинированное устройство управления перетоком мощности со вставкой и реактором

Изменение перетока мощности  $P_L$  осуществляется путём наложения перетока активной мощности через вставку  $P_y$  на мощность  $P_L$ , при этом изменяется переток  $P_R$  через реактор:

$$P_R = P_L - P_y.$$

Если уменьшается переток активной мощности  $P_y$  через вставку в направлении от узла a к узлу b, то при этом уменьшается переток мощности  $P_L$  по линии электропередачи ВЛ. Уменьшение мощности  $P_L$  по ВЛ происходит и при изменении направления перетока  $P_y$ . Более подробно принцип управления рассмотрен в [4].

Вышеуказанный принцип управления позволяет с использованием реакторов и вставок в виде преобразователя частоты (ВПТ или ЭВПТ) осуществлять управление перетоком активной мощности по неоднородным линиям электропередачи, устраняя их перегрузку и обеспечивая желаемое распределение перетоков мощности в сложнозамкнутых электрических сетях.

## III. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЁТА ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В ЭЭС С УЧЁТОМ УСТАНОВКИ УУПМ

При больших возмущениях в электроэнергетических системах для восстановления и сохранения динамической устойчивости применяется автоматическое регулирование возбуждения синхронных генераторов (АРВ) и скорости турбины (АРС). Высокое быстродействие современных автоматических регуляторов возбуждения на микропроцессорах позволяет демпфировать электромеханические переходные процессы в ЭЭС, обусловленные взаимными качаниями роторов синхронных генераторов. Однако в некоторых схемно-режимных ситуациях эффективность действия АРВ не достаточна.

В зависимости от распределения нагрузки, изменения конфигурации сети при возмущении, величины загрузки агрегатов в режиме, предшествующем возмущению, могут возникать слабозатухающие качания роторов генераторов с возможным самораскачиванием и выходом из синхронизма [1]. Для предотвращения таких явлений приходится вводить ограничения на осуществление ряда эксплуатационных режимов, в частности, применять АЛАР и ограничивать перетоки мощности по межсистемным связям.

При управлении переходными режимами в ЭЭС необходимо не только сохранить динамическую устойчивость, то есть предотвратить в первых циклах взаимных качаний роторов выпадение из синхронизма отдельных генераторов или подсистем, но и обеспечить затухание переходного процесса для стабилизации режима ЭЭС.

Переходный процесс не должен затягиваться на длительное время, так как при качаниях изменяется напряжение в узлах нагрузки, что отражается на качестве работы электроприемников и может привести к нарушению устойчивости узла нагрузки. Длительное существование качаний роторов генераторов ЭЭС может привести к раскачиванию и выпадению из синхронизма удалённых от места возмущения отдельных генераторов или их групп. Поэтому, кроме сохранения динамической устойчивости в первых циклах качаний роторов синхронных генераторов, необходимо стабилизировать режим ЭЭС. При этом обеспечивается переход ЭЭС в режим малых колебаний и далее в состояние равновесия, то есть установившийся режим.

Протекание переходного процесса в ЭЭС после возмущения может быть разбито на три стадии:

- большие взаимные перемещения роторов генераторов, вызванные небалансами мощности на валах машин;
- уменьшение взаимных качаний вплоть до вхождения в зону малых колебаний;
- затухание малых колебаний в ЭЭС до значений, характерных для её стационарного режима, рассматриваемого как установившийся режим.

Установка ЭВПТ на межсистемной связи, необходимая по режимным показателям (управление потоком мощности по ЛЭП с целью увеличения пропускной способности сети [4]), также оказывает влияние на качество переходных электромеханических процессов в энергосистеме на каждой из приведённых выше стадий.

В качестве исходной рассматривалась схема, изображённая на рис. 1. Для обеспечения достоверности результатов и возможности их сравнения в исходной схеме до установки УУПМ в узлах 13 и 15 установлены синхронный генератор и синхронный двигатель соответственно. При таком представлении установившиеся режимы до и после установки УУПМ идентичны, то есть потоки по электросетевым элементам, нагрузка генераторов, уровни напряжения и потери в сети остаются неизменными. В качестве нормативного возмущения было рассмотрено трёхфазное КЗ на ВЛ 500 кВ в дефицитной части системы (подсистема 1) длительностью 0,3 с в точке 12 (см. рис. 1), время расчёта 5 с. В качестве сравниваемых величин были рассмотрены углы роторов генераторов (рис. 3, 4) и скорость вращения генератора в избыточной части подсистемы (рис. 5).

Сопоставление графиков переходного процесса в избыточной части ЭЭС (для генератора Г2) показывает значительное уменьшение влияния возмущения в дефицитной части ЭЭС, отвлечённой по сети 220 кВ УУПМ на избыточную часть (рис. 3, 4). Таким образом, влияние возмущений в одной части ЭЭС демпфируется

вставкой, и возмущение оказывает существенно меньший эффект на синхронную работу генераторов в другой её части. Разница величин, характеризующих переходный процесс без учёта и с учётом установки УУПМ, может достигать 20 – 30 %.

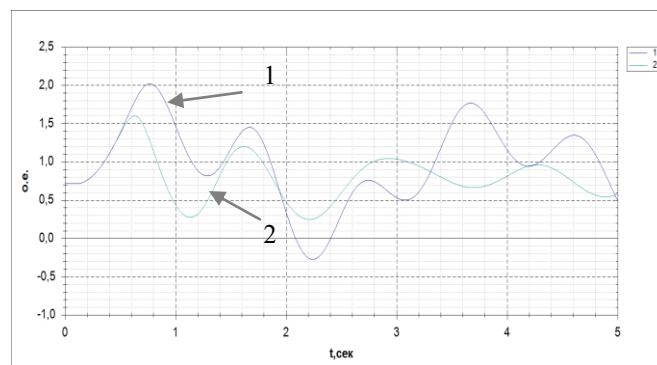


Рис. 3. Угол ротора генератора Г6, о.е.: 1 – без учёта установки УУПМ; 2 – с учётом установки УУПМ

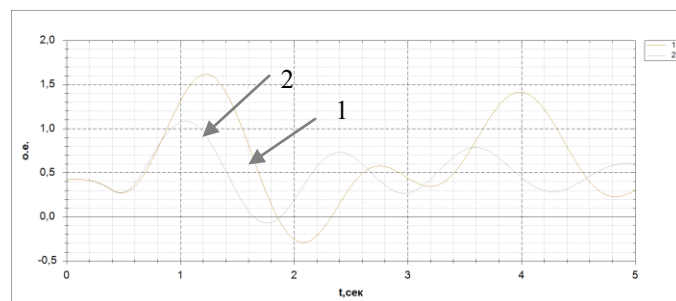


Рис. 4. Угол ротора генератора Г2, о.е.: 1 – без учёта установки УУПМ; 2 – с учётом установки УУПМ

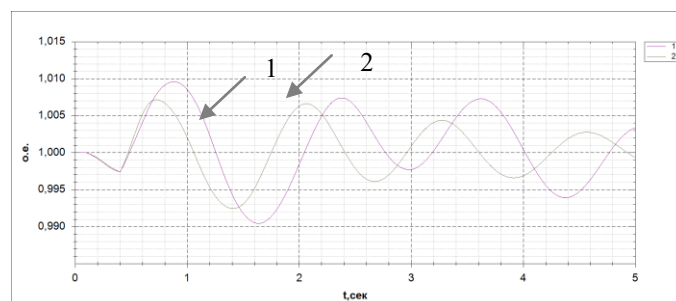


Рис. 5. Частота вращения ротора генератора Г2, о.е.: 1 – без учёта установки ЭВПТ; 2 – с учётом установки ЭВПТ

В дефицитной части энергосистемы установка УУПМ позволяет значительно снизить амплитуду качаний роторов генераторов, что положительно сказывается на качестве переходного процесса (рис. 4). Наблюдается демпфирование колебаний и более быстрое затухание переходного процесса по сравнению со схемой без установленного УУПМ.

Анализ графиков переходных процессов в тестовой схеме без учёта и с учётом установки УУПМ показал, что его установка также позволяет значительно снизить влияние взаимных качаний генераторов двух подсистем, когда слабозатухающие колебания некоторых генераторов приводят к раскачиванию генераторов во всей ЭЭС. Установка УУПМ в целом позволяет увеличить устойчивость генераторов в ЭЭС, демпфировать

слабозатухающие колебания, тем самым уменьшая время переходного процесса.

Таким образом, можно отметить, что установка УУПМ оказывает положительное влияние в целом на ЭЭС на всех рассмотренных выше стадиях переходного процесса.

#### IV. Выводы

- Для тестовой схемы ЭЭС проведены проверочные расчёты переходных процессов без учёта и с учётом установки УУПМ.
- Анализ полученных результатов показал, что установка УУПМ позволяет уменьшить амплитуду качаний роторов генераторов в части энергосистемы, где происходит возмущение, на этапе переходного процесса после значительного возмущения до момента его ликвидации.
- Установка УУПМ уменьшает влияние возмущения на удалённую от места возмущения часть энергосистемы.
- Также УУПМ уменьшает амплитуду взаимных качаний роторов генераторов в разделённых вставкой частях энергосистемы, уменьшая вероятность возникновения асинхронного хода.

- Устройство УУПМ позволяет демпфировать слабозатухающие колебания параметров режима работы генераторов и отдельных частей ЭЭС, предотвращая их возможное самораскачивание и выход из синхронизма.

#### Список литературы

- [1] Зеленохат Н.И. Интеллектуализация ЕЭС России: инновационные предложения: практическое пособие. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013. – 192 с.
- [2] Кочкин В.И., Шакарян Ю.Г. Применение гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока в энергосистемах. – М.: ТОРУС ПРЕСС, 2011. – 312 с.
- [3] Дьяков А.Ф., Зеленохат Н.И. Новые подходы к решению проблемы совместной работы ЕЭС России с энергосистемами других стран // Известия АЭН РФ. – 2009. – № 2. – С. 1–10.
- [4] Зеленохат Н.И., Супрунов И.С., Дубонос В.Р. Управление потоком мощности по неоднородной межсистемной связи с комбинированным устройством управления // Энергетик. – 2015. – № 9. – С. 40–43.
- [5] Шакарян Ю.Г. Асинхронизированные синхронные машины. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 193 с.

# К проблематике краткосрочного прогнозирования

А.А. Тимусь

Филиал АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ  
Ростов-на-Дону, Российская Федерация  
timus.nastya@yandex.ru

Необходимость точного прогноза потребления электроэнергии обусловлена технологическими и экономическими причинами. Точное прогнозирование обеспечивает оптимальное распределение нагрузок между электростанциями, способствует осуществлению экономически целесообразных операций по покупке и продаже электроэнергии. Таким образом, при планировании электропотребления необходимо как можно точнее определить факторы, оказывающие влияние на составление прогноза. В статье проведено исследование прогнозирования с применением нейро-нечеткой сети (ННС), которая позволяет использовать большое количество разнообразных входных параметров. Предложенная математическая модель и структура системы прогнозирования позволяют учитывать влияние на электропотребление таких факторов, как температура окружающего воздуха, освещенность, долгота дня и т.п., и повысить за счет этого точность прогноза.

*Ключевые слова: краткосрочное прогнозирование, нейро-нечеткая сеть, случайная ошибка.*

## To issue short-term forecasting

A.A. Timus

Filial JSC «System operator of the United Power System» Rostov Regional Dispatch Center  
Rostov-on-Don, Russia  
timus.nastya@yandex.ru

The need for accurate prediction of electricity consumption due to technological and economic reasons. Accurate forecasting ensures optimal load distribution between power plants, contributes to the implementation of economically viable operations on purchase and sale of electricity. Thus, when planning power consumption as accurately as possible it is necessary to determine the factors that influence the forecast. In this article a study forecasting using artificial neuro-fuzzy network (NFN), with allow the use of a large variety of input parameters. The proposed mathematical model and the structure of the forecasting system allows to take into account the impact on consumption of factors such as ambient temperature, irradiance, day length, etc. and to increase the accuracy of the forecast.

*Keywords: short-term forecasting, neuro-fuzzy network, random error.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Краткосрочное прогнозирование электропотребления представляет собой классическую задачу оптимального управления электроэнергетическими системами (ЭЭС) [1].

Генерирующие мощности на территории России распределены неравномерно и не всегда оказываются вблизи потребителей электрической энергии. Суточная и недельная неравномерность электропотребления способствует сильной загруженности генерирующего и электротехнического оборудования в часы максимума нагрузки, поэтому неравномерность графика электропотребления – главный фактор, затрудняющий планирование.

Электроэнергетический режим формируется исходя из прогноза ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» [2],[3]. Отклонение в потреблении от установленного значения влечет к дополнительным расходам. Режим работы электрических станций планируется исходя из прогноза потребления. Повышение точности прогнозирования электропотребления способствует увеличению качества диспетчерского управления и, как следствие, увеличению надежности функционирования всей энерго-

системы в целом. Таким образом, с одной стороны, для менее затратного функционирования на ОРЭМ, а с другой – для выполнения более качественного диспетчерского управления на сегодняшний день актуальным является выполнение прогнозирования электропотребления с наименьшей величиной ошибки.

Актуальность работы определяется необходимостью повышения качества и точности краткосрочного прогнозирования за счет учета причин, влияющих на электропотребление.

### II. ВЫБОР МЕТОДА КРАТКОСРОЧНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

До настоящего времени разработано много различных методик для прогнозирования электрической нагрузки. Однако, несмотря на многообразие существующих методов прогнозирования, точное моделирование является затруднительным из-за нелинейной и сложной зависимости между электропотреблением и факторами, от которых оно зависит [4].

В докладе применяется метод, основанный на нечеткой логике и нейронных сетях. При разработке нейро-нечеткой сети применялся алгоритм Такаги – Сугено [5].

#### А. Основная идея метода

Основная идея, положенная в основу нейро-нечетких сетей, заключается в том, что используется существующая выборка данных для определения параметров функции принадлежности, которые лучше всего соответствуют некоторой системе логического вывода, то есть выводы делаются на основе аппарата нечеткой логики.

Адаптивная система нейро-нечеткого вывода – Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System (ANFIS) – позволяет моделировать качественные аспекты человеческого знания и процесс рассуждения без применения точного количественного анализа, а также сокращать время обучения за счет уменьшения размерности [6] и дает положительные результаты при моделировании нелинейных функций [7].

Использование данного метода позволяет рассчитывать график прогноза электропотребления с учетом большого количества измеряемых факторов (температуры окружающего воздуха, облачности, времени суток, производственной нагрузки и т.п.).

#### В. Архитектура нейро-нечеткого вывода алгоритма Такаги – Сугено

Гибридная сеть ANFIS алгоритма Такаги – Сугено представляет собой нейронную сеть с одним выходом и несколькими входами, которые представляют собой нечеткие лингвистические переменные. При этом термы входных лингвистических переменных описываются стандартными для системы моделирования функциями принадлежности, а термы выходной величины представляются линейной или постоянной функцией принадлежности. В качестве функций принадлежности используются функции Гаусса. Одна эпоха обучения обеспечивает количество итераций, необходимое для высокой точности прогнозирования.

Эквивалентная архитектура ANFIS системы нечеткого вывода Такаги – Сугено, состоящая из пяти слоев, приведена на рис. 1.

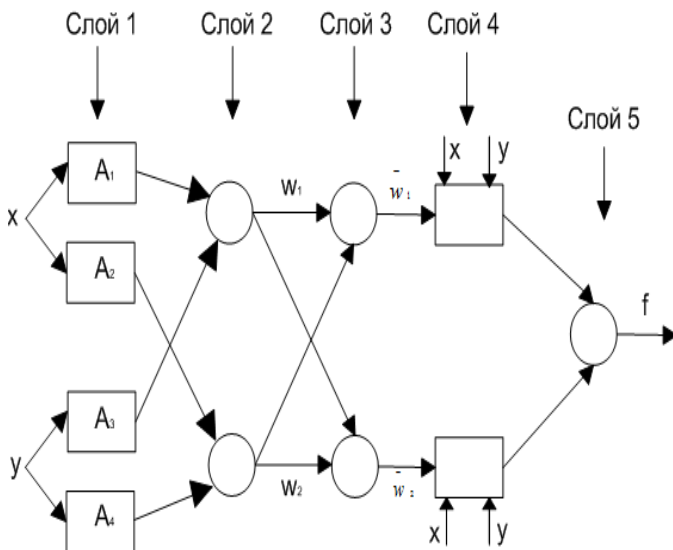


Рис. 1. Обобщенная архитектура ANFIS

Слой 1: каждый узел этого слоя является адаптивным узлом, выход узла определяется по формуле:

$$O_{1,i} = \begin{cases} \mu_{A_i}(x) & \text{при } i = 1, 2; \\ \mu_{B_{i-2}}(y) & \text{при } i = 3, 4, \end{cases} \quad (1)$$

где  $x$  (или  $y$ ) – это вход узла;  $A_i$  (или  $B_{i-2}$ ) – это нечеткое множество, связанное с этим узлом, характеризующееся формой функции принадлежности  $\mu_{A_i}(x)$  в этом узле.

Слой 2: каждый узел этого слоя является фиксированным узлом, перемножающим входные сигналы и выходящее значение:

$$O_{2,i} = w_i = \mu_{A_i}(x) \times \mu_{B_i}(y), \quad i = 1, 2. \quad (2)$$

Выход каждого узла представляет собой вес некоторого правила.

Слой 3: каждый  $i$ -й узел этого слоя является циклическим и определяет отношение веса  $i$ -го правила к сумме весов всех правил:

$$O_{3,i} = \bar{w}_i = \frac{w_i}{w_1 + w_2}, \quad i = 1, 2. \quad (3)$$

Выходные сигналы этого слоя называются нормализованными весами.

Слой 4: узел  $i$  четвертого слоя рассчитывает вклад одного нечеткого  $i$ -го правила в выход сети со следующей функцией узла:

$$O_{4,i} = \bar{w}_i f_i = \bar{w}_i (p_i x + q_i y + r_i), \quad (4)$$

где  $\bar{w}_i$  – это выходной сигнал слоя 3; а  $\{p_i, q_i, r_i\}$  – набор параметров, относящихся к параметрам вывода.

Для оценки этого метода используется среднее значение ошибки в процентах (MAPE):

$$MAPE = \frac{P^{прогн} - P^{факт}}{P^{факт}} \cdot 100 \%. \quad (5)$$

Алгоритм обучения ANFIS является гибридным алгоритмом, совмещающим метод градиентного спуска и метод наименьших квадратов [8]. При прямом распространении сеть передает входные сигналы в прямом направлении до слоя 4, в котором параметры вывода идентифицируются с помощью метода наименьших квадратов. При обратном распространении сигнал ошибки передается в обратном направлении, и параметры предпосылок обновляются с помощью метода градиентного спуска.

#### С. Факторы, оказывающие влияние на график нагрузки электропотребления

Учет нижеперечисленных факторов позволяет получить наиболее точные значения прогнозного графика электропотребления, однако данные факторы не учитывают обстоятельств самого рынка [9].

Факторы, влияющие на график нагрузки электропотребления:

- социально-экономические;

- метеорологические.

Социально-экономические факторы подразделяются, в свою очередь, на такие, как:

- циклические:
  - время (час суток);
  - день недели;
  - тип дня недели: рабочий, выходной, праздничный, предпраздничный;
- естественные:
  - индивидуальная производственная программа работы крупных промышленных производств;
  - продолжительность отопительного периода;
  - использование альтернативных источников электроснабжения;
  - ввод в эксплуатацию крупных энергоёмких объектов;
- случайные:
  - аварии на крупных промышленных объектах.

Метеорологические факторы подразделяются на такие, как:

- циклические:
  - температура окружающего воздуха;
  - продолжительность светового дня;
  - время восхода и захода солнца;
- естественные:
  - атмосферное давление;
  - относительная влажность воздуха;
  - направление ветра;
  - скорость ветра;
  - облачность;
  - осадки;
- случайные:
  - резкие кардинальные изменения погодных условий (наиболее влияющие – температура воздуха и осадки).

### III. МОДЕЛИРОВАНИЕ И РЕАЛИЗАЦИЯ НЕЙРО-НЕЧЕТКОЙ СЕТИ АЛГОРИТМА ТАКАГИ – СУГЕНО

#### A. Подготовка исходных данных

Главная особенность нагрузок энергетической системы – это определенная их повторяемость зависимости от дня недели и месяца.

Одной из существенных проблем, возникающих при планировании прогноза электропотребления по отдельно взятой энергосистеме, является отсутствие точной информации об электрических нагрузках промышленных предприятий в каждый момент времени. На территории Ростовской области находятся и работают два крупных предприятия с резко переменным характером нагрузки. График их работы приведен на рис. 2.

Совпадение максимумов и минимумов нагрузки предприятий приводит к большим отклонениям, так как отклонение примерно в 90-95 МВт составляет около 7 % потребления.

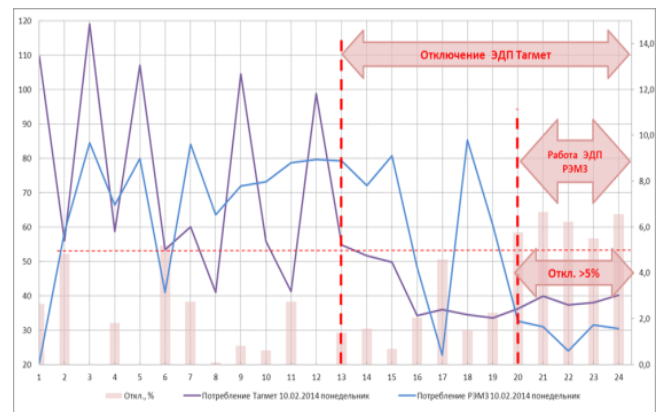


Рис. 2. График работы крупных промышленных предприятий на территории Ростовской области

В качестве инструмента моделирования применяется программное обеспечение MatLab со встроенным пакетом Fuzzy Logic Toolbox.

Исходными данными являются значения электропотребления и температуры окружающего воздуха по Ростовской области за период с 1 января 2015 года по 1 января 2016 года.

Выходными параметрами являются почасовые значения прогнозного и фактического электропотребления на прогнозируемые сутки.

Требуется построить и обучить нейро-нечеткую сеть алгоритма Такаги – Сугено и спрогнозировать значение потребления на 12.08.2015 года (среда, рабочий день).

Для рассматриваемого примера система нечеткого вывода содержит две входные переменные с двумя термами каждая и одну выходную величину с двумя термами. Сеть была обучена на архивных данных электропотребления и температуры за период с 1 января 2015 года по 1 января 2016 года. Количество циклов обучения составило около 430 эпох.

На рис. 3 показан график спрогнозированных значений электропотребления на основе созданного программного алгоритма и график фактического значения потребления в рассматриваемые сутки.

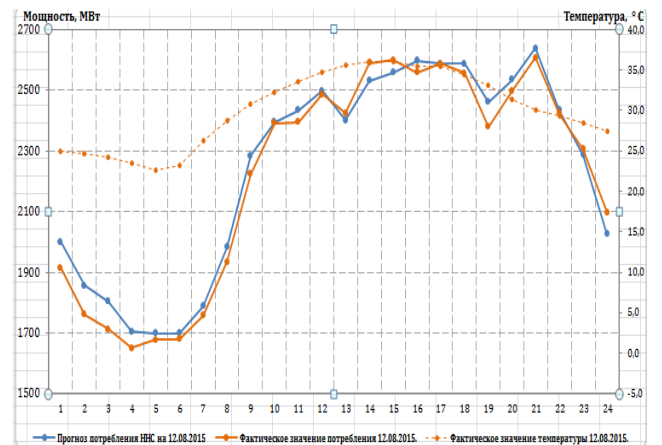


Рис. 3. Фактические и спрогнозированные значения потребления за 12.08.2015

В результате средняя ошибка прогнозирования на 12.08.2015 составила 1,96 %, что является неплохим результатом.

На рис. 4 изображена ошибка прогнозирования электропотребления.

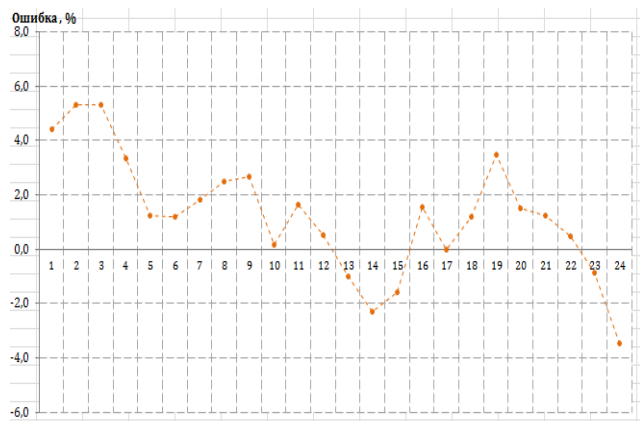


Рис. 4. Ошибка прогнозирования электропотребления за 12.08.2015

#### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Подводя итог, можно сказать, что с использованием данного метода прогнозирования электропотребления, реализованного в конкретно спроектированной и обученной нейро-нечеткой сети, стало возможным в перспективе обеспечить точность и скорость прогнозирования электропотребления.

Актуальность применения правил нечеткого вывода особенно возрастает при учёте одновременно сразу нескольких факторов.

Однако приемлемое значение ошибки прогноза 1,96 % позволяет продолжать проработку этого вопроса, доработку алгоритма, обучая гибридную сеть ANFIS алгоритма Такаги – Сугено.

#### Список литературы

- [1] Макоклюев Б.И. Анализ и планирование электропотребления / Б.И. Макоклюев. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 296 с.
- [2] Об электроэнергетике: Федеральный закон от 26 марта 2003 г., № 35-ФЗ.
- [3] Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности: Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 г. № 1172.
- [4] Fay D., Ringwood J.V., Condon M., Kelly M. Establishing a Solution Strategy for Electrical Demand Forecasting in Ireland, 2000.
- [5] Novak V., Perfilieva I. Mathematical Principles of Fuzzy Logic. – Kluwer Academic Publishers, USA, 1999.
- [6] Maguire L.P., Roche B., McGinnity T.T., McDaid L.J., 1998. – 136 pp.
- [7] Штовба С.Д. Проектирование нечетких систем средствами MATLAB, 2007. – 288 с.
- [8] Jang J.S.R., Sun C.T., Mizutani E. Neuro-Fuzzy and Soft Computing: a Computational Approach to Learning and Machine Intelligence. – Prentice-Hall, Eaglewood cliffs, NJ, 1997. – pp. 503–534.
- [9] Соловьева И.А. Прогнозирование электропотребления с учетом факторов технологической и рыночной среды / И.А. Соловьева, А.П. Дзюба // Научный диалог. – 2013. – № 7(19): Экономика. Право. Политология. – С. 97–113.



# Методы аппроксимации границ области устойчивости электроэнергетической системы

Е.О. Тихомиров, Н.В. Сенько

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»

Самара, Россия

tikhomirov-aees-3-2@yandex.ru

На современном этапе происходит активное внедрение программного обеспечения в системы противоаварийного управления электроэнергетической системой (ЭЭС). В связи с этим исследование методов аппроксимации границ области устойчивости (ОУ) является актуальной и практически востребованной задачей. Задачи исследования решались на основании математического моделирования режимов ЭЭС с использованием аппарата матричной алгебры и основаны на применении обобщенных уравнений предельных режимов (ОУПР). Были проведены исследования линейной и нелинейной аппроксимации границ ОУ электроэнергетической системы, основанной на применении ОУПР. Вычислительные эксперименты по аппроксимации границ ОУ проведены на примере тестовой трехузловой схемы ЭЭС и показали применимость предложенных методов в задачах оперативного управления. Авторами в среде Mathcad была разработана учебная компьютерная модель расчета установившихся и предельных режимов ЭЭС, а также ее версия для аппроксимации границ ОУ. Разработанные авторами методы, алгоритмы и компьютерная модель используются в учебном процессе СамГТУ при проведении занятий по дисциплинам «Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах» и «Устойчивость электроэнергетических систем».

*Ключевые слова:* электроэнергетическая система, статическая аperiodическая устойчивость, обобщенные уравнения предельных режимов, аппроксимация границ.

## Method of approximation border area stability electrical power system

Evgenij Tihomirov, Nikita Sen'ko

Samara State Technical University

Samara, Russian Federation

tikhomirov-aees-3-2@yandex.ru

At the present stage, the active introduction of the software in the electrical power system of emergency control system. In this regard, the study methods approximation the boundaries of the stability region is a topical and practically demanded task. Research problems were solved on the basis of mathematical modeling of power system conditions using the apparatus of matrix algebra and are based on the use of generalized equations of limit modes. Studies have been conducted linear and non-linear approximation of boundaries of the region of stability of the power system based on the use of generalized equations of limit modes. Numerical experiments on the borders approximating the area of sustainability conducted by the example of the test circuit trehuzlovoy power system and demonstrated the applicability of the proposed methods in the operational management tasks. The authors in Mathcad was developed educational computer model to calculate the steady and limiting modes of power system and its version for the approximation of the boundaries of the stability region. The authors developed methods, algorithms and computer model used in the educational process SamGTU during classes on disciplines «Electromechanical transients in power systems» and «Stability of electric power systems».

*Keywords:* electrical power system, steady state stability, generalized equation limiting modes, borders approximation.

### I. ВВЕДЕНИЕ

На современном этапе электроэнергетика РФ постепенно переходит к новой технологической платформе, в основу которой положена концепция интеллектуальных электрических сетей (Smart Grid). Разработка и эксплуатация интеллектуальных электроэнергетических систем (ЭЭС) требует активного внедрения новой высокопроизводительной вычислительной техники в системах автоматизированного диспетчерского и противоаварийного управления сложными электроэнергетическими системами (ЭЭС). В связи с этим разработка новых быстродей-

ствующих алгоритмов аппроксимации границ области устойчивости (ОУ) является актуальной задачей.

### II. УРАВНЕНИЯ ПРЕДЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ЭЭС

Установившиеся режимы электрических систем описываются нелинейными уравнениями вида:

$$\mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}) = 0, \quad (1)$$

где  $\mathbf{X} = [x_1, x_2, \dots, x_l]^T$  – вектор нерегулируемых параметров режима (зависимых переменных);  $\mathbf{Y} = [y_1, y_2, \dots, y_l]^T$  –

вектор регулируемых параметров режима (независимых переменных);  $\mathbf{F}$  –  $l$ -мерная вектор-функция, отвечающая уравнениям баланса мощностей или токов в узлах сети.

Задаваясь направлением изменения регулируемых параметров

$$\mathbf{Y}(T) = \mathbf{Y}_0 + T\Delta\mathbf{Y},$$

где  $T$  – параметр утяжеления, предельный режим в направлении  $\Delta\mathbf{Y}$  можно определить, решив следующую систему уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}(T)) &= 0; \\ \mathbf{V}(\mathbf{X}, \mathbf{R}, \mathbf{Y}(T)) &= \left( \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \right)^T \mathbf{R} = 0 \end{aligned} \right\}, \quad (2)$$

или

$$\mathbf{H}(\mathbf{Z}) = 0.$$

Наиболее полное представление о запасе СУ сложной ЭЭС можно получить, сопоставляя положение точки  $\mathbf{Y}_0$  исследуемого режима и границы области передаваемой мощности (устойчивости)  $L_Y$ . При этом для оценки запаса СУ  $Z$  лучше использовать вектор:

$$\mathbf{K} = [K_1, K_2, \dots, K_i, \dots, K_m]^T, \quad (3)$$

компонентами которого являются масштабированные, т.е. приведенные к нормативным, значения коэффициентов запаса по всем регулируемым параметрам  $Y_i$ :

$$K_i = \mu_i (Y_{\text{нр}} - Y_{i0}); \quad \mu_i = \frac{1}{K_{\text{норм}} Y_{i0}},$$

где  $Y_{i0}$ ,  $Y_{\text{нр}}$  – значения  $i$ -го параметра в исходном и предельном режимах;  $K_{\text{норм}}$  – нормативный коэффициент. При этом величина запаса определяется как норма вектора  $\mathbf{K}$ , характеризующая его длину.

### III. ОБОБЩЕННЫЕ УРАВНЕНИЯ ПРЕДЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ЭЭС

В работе [3] показана возможность получения обобщенной модификации УПР при неявной зависимости  $\mathbf{Y}$  от  $\mathbf{X}$ , предназначенной для определения запасов устойчивости и расчета допустимых режимов. При этом задачу оценки запаса можно сформулировать следующим образом: определить

$$Z_{\min} = \min(\mathbf{D}\mathbf{Y}^T M^2 \mathbf{D}\mathbf{Y})^{\frac{1}{2}} \quad (4)$$

при ограничениях

$$\mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0 + \mathbf{D}\mathbf{Y}) = 0,$$

где  $\mathbf{Y}_0$  – значение вектора регулируемых параметров режима, для которого определяется запас;  $\mathbf{D}\mathbf{Y} = (DY_1, DY_2, \dots, DY_i, \dots, DY_l)^T$  – вектор приращений переменных  $\mathbf{Y}_0$ , обеспечивающий «вывод» режима на гиперповерхность предельных режимов  $L_Y$ .

Система уравнений для определения допустимого режима:

$$\left. \begin{aligned} \mathbf{F}\left(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0 + T\Delta\mathbf{Y} - M^{-2} \left( \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{D}\mathbf{Y}} \right)^T \mathbf{R}\right) &= 0; \\ \mathbf{V}(\mathbf{X}, \mathbf{R}) &= \left( \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \right)^T \mathbf{R} = 0; \\ \mathbf{W}(\mathbf{R}, T) &= \mathbf{R}^T \left( \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{D}\mathbf{Y}} \right) M^{-2} \left( \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{D}\mathbf{Y}} \right)^T \mathbf{R} - 3^2 = 0, \end{aligned} \right\} \quad (5)$$

где  $M = \text{diag} \mu_i$ .

Уравнения (5) в дальнейшем называются обобщенными уравнениями предельных режимов (ОУПР), так как при соответствующем задании переменных и компонент матрицы  $M$  эти уравнения позволяют решать следующие задачи: определять параметры предельного режима и величину запаса СУ либо в заданном, либо в критическом направлении утяжеления, а также рассчитывать параметры допустимого режима, соответствующего требуемому запасу устойчивости  $Z = Z_r$ .

### IV. МЕТОДЫ ПОСТРОЕНИЯ ГРАНИЦ ОБЛАСТИ УСТОЙЧИВОСТИ И ИХ АППРОКСИМАЦИЙ

На основе ОУПР может быть также организован многошаговый итерационный процесс построения точек границ  $L_Y$  области устойчивости. Благодаря невырожденности полной матрицы Якоби системы (5) в предельных режимах, в качестве начальных приближений для получения очередной точки используются параметры, полученные на предыдущем шаге расчета. На основе этого алгоритма можно с достаточной точностью строить саму границу ОУ.

Но во многих системах противоаварийного управления необходимо использовать приближенное описание границ области устойчивости. В работе [4] рассмотрен так называемый метод выпуклого многогранника, однако он применим только к консервативной идеализации трехмашинного эквивалента.

В отличие от него, метод с использованием ОУПР можно распространить на схемы произвольной сложности. Так как собственный вектор  $\mathbf{R}$ , получаемый в каждой точке  $L_Y$ , является нормалью к гиперповерхности  $L_Y$  [1], то уравнение касательной к  $L_Y$  в точке  $k$ :

$$R_i (Y_i - Y_{ik}) + R_j (Y_j - Y_{jk}) = 0. \quad (6)$$

Составив аналогичные уравнения для ряда точек  $L_Y$ , получаем приближенное описание ОУ с помощью наборов гиперплоскостей (дающих выпуклый многогранник).

В задачах оперативного управления режимами ЭЭС можно использовать приближенное описание ОУ с помощью аппроксимирующих поверхностей второго порядка (так называемый квадрик). Однако этот метод эффективен лишь для схем с параметрами, близкими к консервативной модели (т.е. при нулевых активных сопротивлениях сети).

Поэтому в данной работе была разработана новая методика нелинейной аппроксимации ОУ, основанной на использовании ОУПР. Определив значения двух точек  $M_1(Y_{i1}, Y_{j1})$  и  $M_2(Y_{i2}, Y_{j2})$ , принадлежащих предельной

поверхности  $L_V$ , запишем уравнение квадратичной кривой (проекция квадратики), проходящей через эти точки:

$$A_{ii}Y_i^2 + 2A_{ij}Y_iY_j + A_{jj}Y_j^2 - C^2 = 0, \quad (7)$$

где  $A_{ii}$ ,  $A_{ij}$ ,  $A_{jj}$ ,  $C$  – коэффициенты квадратик.

Система уравнений, определяющая неизвестные значения коэффициентов квадратик:

$$\left. \begin{aligned} A_{ii}Y_{i1} + A_{ij}Y_{j1} - 0,5R_{i1} &= 0; \\ A_{ij}Y_{i1} + A_{jj}Y_{j1} - 0,5R_{j2} &= 0; \\ A_{ii}Y_{i2} + A_{ij}Y_{j2} - 0,5R_{j1} &= 0; \\ A_{ii}Y_{i1}^2 + 2A_{ij}Y_{i1}Y_{j1} + A_{jj}Y_{j1}^2 - c^2 &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

## V. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТОВ

На основе рассмотренных методик построения самих границ ОУ, а также их аппроксимаций разработаны эффективные алгоритмы, которые реализованы в среде Mathcad. Результаты расчетов линейной аппроксимации ОУ ЭС (схема на рис. 1) сведены в табл. 1 – 4. Граница области статической устойчивости приведена на рис. 2. Результаты расчетов коэффициентов аппроксимирующих квадратик показаны в табл. 5.

Таблица I. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ СХЕМЫ ЭС И НАЧАЛЬНЫЕ ПРИБЛИЖЕНИЯ

$R_{12}$	$X_{12}$	$R_{23}$	$X_{23}$		$R_{13}$		$X_{13}$
0,00	25,00	0,00	20,00		0,00		30,00
$N$	$U$ , кВ	$P_0$ , МВт	$R_0$ , о.е.	$D_0$ , град.	$M$ , о.е.	Запас, %	$T_0$ , о.е.
1	110,0	200,0	-1,0	98,0	1,00		
2	115,0	200,0	-1,0	84,0	1,00	20,0	33,3
3	115,0	0,0	1,0	0,0	1,00		

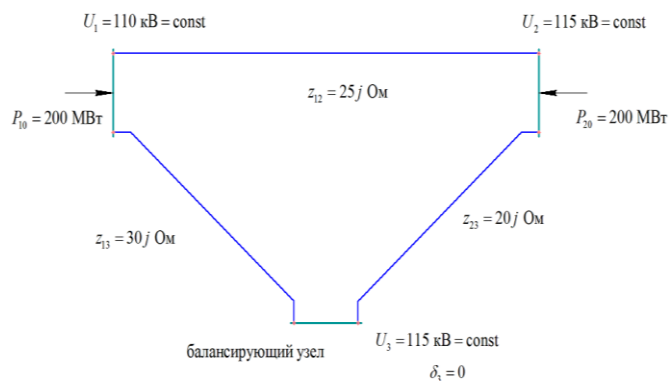


Рис. 1. Схема исследуемой ЭС

Таблица II. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ДОПУСТИМЫХ РЕЖИМОВ НА ОСНОВЕ ОУПР ПРИ РАЗЛИЧНЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ УТЯЖЕЛЕНИЯ ( $dP$ )

Кол-во итераций	$N_{V3}$	$P_{доп}$ , МВт	$D_{доп}$ , град.	$P_{пр}$ , МВт	$D_{пр}$ , град.	$R$ , о.е.	$dP$ МВт
9	1	200,00	-27,1	176,6	-39,9	23,4	0
	2	-1038,7	-77,9	-1094,0	-102,0	55,3	10
8	1	495,2	73,1	540,3	98,2	-45,1	10
	2	495,2	62,6	534,8	84,1	-39,6	10
8	1	708,6	82,9	761,2	111,7	-52,5	10
	2	200,00	47,9	229,0	64,8	-29,0	0
7	1	867,3	69,5	927,2	91,9	-60,0	10
	2	-467,3	0,4	-466,0	3,5	-1,2	-10
7	1	200,0	-27,1	176,6	-39,9	22,4	0
	2	-1038,7	-77,9	-1094,0	-102,0	55,3	-10

Таблица III. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ГРАНИЦ ОБЛАСТИ УСТОЙЧИВОСТИ

Кол-во итераций	$N_{V3}$	$P_{пр}$ , МВт	$dP$ , МВт	$D_{пр}$ , град.	$L$ , о.е.	$R_0$ , о.е.	$T_{пр}$ , о.е.
7	1	399,9	3,8	88,5	0,00	1,0	52,3
	2	682,8	9,2	91,0	-1011,31	DET MJ =	-0,02
5	1	537,6	7,1	98,0	0,00	1,1	47,8
	2	537,9	7,1	84,3	-991,00	DET MJ =	-0,03
6	1	879,5	9,2	107,6	-0,00	4,2	73,5
	2	-80,7	-3,8	36,9	-736,64	DET MJ =	0,00
7	1	927,6	7,1	89,1	0,00	-95,2	102,8
	2	-525,8	-7,1	-1,7	-654,15	DET MJ =	-0,01
7	1	741,7	3,8	37,3	-0,00	-0,7	141,1
	2	-1102,6	-9,2	-68,8	-295,56	DET MJ =	0,02
7	1	202,1	0,0	-37,1	0,00	0,4	130,4
	2	-1104,3	-10,0	-101,6	-640,54	DET MJ =	-0,03
4	1	-536,4	-7,1	-97,9	-0,00	1,1	104,3
	2	539,3	-7,1	-84,4	-991,47	DET MJ =	0,03

Кол-во итераций	$N_{yz}$	$P_{np}$ , МВт	$dP$ , МВт	$D_{np}$ , град.	$L$ , о.е.	$R_0$ , о.е.	$T_{np}$ , о.е.
5	1	-903,0	-10,0	-103,3	-0,00	6,1	110,3
	2	197,4	-0,0	-26,5	-726,50	DET MJ=	0,03
7	1	-721,2	-7,1	-33,5	-0,00	-0,6	129,9
	2	1116,0	7,1	71,6	-298,61	DET MJ=	0,00
5	1	197,9	-0,0	74,0	0,00	0,8	66,2
	2	861,9	10,0	98,2	-946,77	DET MJ=	-0,03

Таблица IV. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА КООРДИНАТ ВЕРШИН АППРОКСИМИРУЮЩЕГО МНОГОУГОЛЬНИКА ОУ

Таблица V. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТОВ АППРОКСИМИРУЮЩИХ КВАДРИК

$I$	$Y_{1np}(I)$ , МВт	$Y_{2np}(I)$ , МВт	$R_{11}; R_{12}$	$R_{21}; R_{22}$	$dY_1; dY_2$ , МВт	$Y_{1A}; Y_{2A}$ , МВт
1	200,0	860,24	0,80	1,00	3,82	301,58
2	399,87	682,81	0,98	1,00	9,24	778,98
1	399,87	682,81	0,98	1,00	7,07	472,87
2	537,62	537,89	1,13	1,00	7,07	611,38
1	537,62	537,89	1,13	1,00	9,24	604,04
2	657,45	389,80	1,36	1,00	3,83	462,51
1	776,41	200,46	1,93	1,00	9,24	842,83
2	879,53	-80,68	4,16	1,00	-3,82	71,95

$I$	$Y_1(I)$ , МВт	$Y_2(I)$ , МВт	$R_{11}; R_{12}$	$R_{21}; Det MJ$	$A_{11}; A_{12}$ , о.е.	$A_{11}; C$ , о.е.
1	200,0	860,24	0,80	1,00	0,000713	0,000512
2	399,87	682,81	0,98	-0,023	0,000299	510,09
1	399,87	682,81	0,98	1,00	0,000818	0,000593
2	537,62	537,89	1,13	-0,032	0,000238	537,12
1	537,62	537,89	1,13	1,00	0,001006	0,000880
2	657,45	389,80	1,36	-0,004	0,000050	574,09
1	657,45	389,80	1,36	1,00	0,001408	0,002344
2	776,41	200,46	1,93	-0,014	-0,000629	642,42

Примечание:  $Y_{1np}, Y_{2np}$  – точки предельной поверхности;  $Y_{1A}, Y_{2A}$  – координаты аппроксимирующего многоугольника.

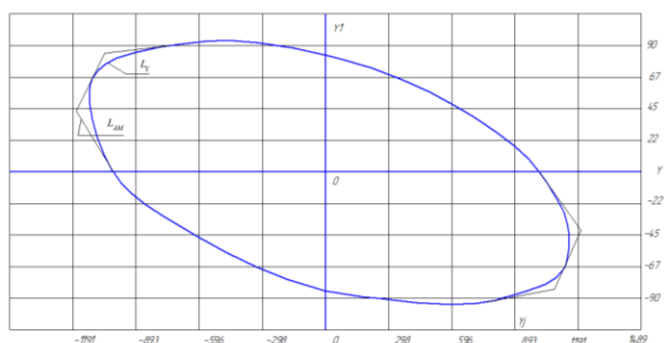


Рис. 2. Граница области статической устойчивости

Многочисленные расчеты для других схем ЭС подтвердили эффективность использования разработанных алгоритмов и доказали возможность их применения в задачах управления и планирования современными энергосистемами.

### VI. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведено дальнейшее усовершенствование алгоритмов, позволяющих строить границы области устойчивости сложных энергосистем. Разработана новая методика нелинейной аппроксимации границ области устойчивости ЭЭС, основанная на использовании ОУПР.

Разработанные автором алгоритмы и компьютерная модель используются в учебном процессе СамГТУ при проведении занятий по дисциплинам «Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах», «Устойчивость электроэнергетических систем».

### Список литературы

- [1] Крюков А.В. Предельные режимы электроэнергетических систем / А.В. Крюков. – Иркутск: ИрГУПС, 2012. – 236 с.
- [2] Крюков А.В., Сенько В.В. Расчеты предельных режимов электроэнергетических систем для целей оперативного управления // Изв. вузов. Электромеханика. – 2014. – № 3. С. 21–23.
- [3] Крюков А.В. Математические модели предельных режимов сложных энергосистем / А.В. Крюков // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – 2004. – № 1. – С. 97–103.
- [4] Закарюкин В.П., Крюков А.В., Ле Конг Зань. Математические модели узлов нагрузки электроэнергетических систем, построенные на основе фазных координат. – Иркутск: ИрГУПС, 2013. 176 с.

# Разработка программного обеспечения «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада»

С.С. Труфакин, Е.А. Совбан, А.Г. Русина

Филиал АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ, Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, ФГБОУ ВО «НГТУ»  
Красноярск, Кемерово, Новосибирск, Россия  
trufakin.sergey@mail.ru, sovban\_ekaterina@mail.ru

Структура установленной мощности ОЭС Сибири характеризуется значительной долей гидроэлектростанций. Возникает необходимость долгосрочного прогнозирования режимов работы Ангаро-Енисейского каскада ГЭС с непрерывной корректировкой на краткосрочном интервале. В современных условиях развития компьютерных технологий алгоритмизация расчетов не составляет труда. Однако довольно трудоемким является процесс описания математической модели расчетов с учетом множества ограничений, накладываемых на использование гидроресурсов. На достоверность рассчитываемых водно-энергетических параметров существенное влияние оказывает используемая статистическая база данных. Имеющееся программное обеспечение для расчета режимов ГЭС Ангаро-Енисейского каскада не позволяет в полной мере удовлетворить потребность в вариантности производимых расчетов и их достоверности. При сопоставлении полученных расчетных данных с фактическими показателями режимов работы, с учетом актуальности планирования режимов работы ГЭС операционной зоны ОДУ Сибири, было принято решение о создании собственного программного обеспечения «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада». В нем учтены особенности оказываемого взаимного влияния ГЭС, расположенных каскаде, а также существует возможность расчета различных сценариев работы гидроэлектростанций. В настоящее время по представленному техническому заданию разработана первая версия программного обеспечения. В ближайшее время планируется проведение комплексных испытаний данного ПО с последующим внедрением и использованием при планировании режимов работы ГЭС операционной зоны ОДУ Сибири.

*Ключевые слова:* гидроэлектростанция, каскад гидроэлектростанций, планирование режимов работы ГЭС, расчет водно-энергетических показателей, программное обеспечение.

## Development of the software «Water and energy balances calculations for Angara and Yenisei series of HPS»

Sergey Trufakin, Ekaterina Sovban, Anastasia Rusina

JSC «SO UPS» Krasnojarsk RDD, JSC «SO UPS» UDD of Siberia, Novosibirsk State Technical University  
Krasnojarsk, Kemerovo, Novosibirsk, Russia  
trufakin.sergey@mail.ru, sovban\_ekaterina@mail.ru

The structure of Siberian power system installed capacity is characterized by significant amount of hydro power stations (HPS). There is a necessity to make long-term forecasts of Angara and Yenisei series of HPS mode with constant updating for the short-term planning. Moreover, with modern IT technologies there is no difficulties to create an algorithm for such calculations. Nevertheless, the process of mathematical program description for calculations is rather complicated due to various limitations of water usage. Statistical database that is in use influences sufficiently on reliability of calculated water and energy balances. The software, which is currently in use for Angara and Yenisei series of HPS calculations of mode, does not provide the needed level of calculations variability and reliability entirely. While comparing results of simulations with statistical data of HPS mode, taking into consideration the necessity to plan HPS mode for Siberian power system, the decision was made - to develop proper software «Water and energy balances calculations for Angara and Yenisei series of HPS». It takes into account HPS interference within series. Furthermore, there is an opportunity to calculate different scenarios of HPS operations. For the current moment the first version of the program is done, according to technical specification. The overall tests are going to be held for the program with following introduction and usage for mode planning of Siberian power system HPS.

*Keywords:* HPS, series of HPS, mode planning for HPS, water and energy figures calculations, software.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

В разные периоды года выработка, приходящаяся на долю гидроэлектростанций объединенной энергосистемы (ОЭС) Сибири, изменяется в диапазоне от 30 до 60 % от суммарной суточной выработки. Значительный удельный вес ГЭС в структуре генерирующих мощностей объеди-

нения определяет необходимость непрерывного долгосрочного и краткосрочного планирования режимов работы гидроэлектростанций [1].

Качество планируемых режимов в большей степени зависит от двух факторов: достоверности прогноза притока и точности водно-энергетических расчетов. В связи с

вероятностным характером наступления водности различной обеспеченности, улучшение точности прогноза притока крайне затруднительно.

Возможные пути повышения качества планирования сосредоточены на проводимых гидроэнергетических расчетах. Системным оператором осуществляется планирование режимов работы ГЭС ОЭС Сибири как на долгосрочную перспективу (от года до нескольких лет), так и на краткосрочный интервал (от суток до месяца), с ежедневной корректировкой плана на основе фактических показателей работы прошедших суток, с учетом динамики притока [2].

## II. ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ И ТРЕБОВАНИЯ К ПО

В настоящее время введенное в промышленную эксплуатацию программное обеспечение (ПО) не в полной мере отвечает требуемым условиям расчета. В частности, отсутствует возможность моделирования режима с использованием холостых водосбросов до момента достижения отметки водохранилища нормального подпорного уровня (НПУ).

Однако утвержденные и разрабатываемые Правила использования водных ресурсов в соответствии с фактической гидрологической обстановкой и интенсивностью наполнения водохранилища, согласно прилагаемым диспетчерским графикам, обязывают к пропуску половодья с использованием водосливных сооружений, не достигая НПУ. При отсутствии автоматизированной возможности расчета таких режимов процесс пропуска половодья и оценка достоверности полученных результатов усложняются.

Исходя из существующих недоработок и ограниченной функциональности внедренного в эксплуатацию ПО, было принято решение о разработке технического задания на разработку нового комплекса «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада» (ПО ВЭР), удовлетворяющего требованиям к проводимым расчетам. В основу алгоритма положен классический водно-энергетический расчет на основе существующих гидроэнергетических характеристик водохранилищ и генерирующего оборудования станций [3].

Планирование гидрорежимов осуществляется для решения различных задач, при анализе которых было выделено четыре основных критерия для их реализации, а именно: контроль (при необходимости – минимизация) расхода в нижний бьеф, оптимизация наполнения в период пропуска половодья (паводков) и интенсивности сработки водохранилища в соответствии с уровнем верхнего бьефа, максимум средней мощности станции и, как производная, максимум суточной выработки электроэнергии [4]. Математически описаны четыре алгоритма расчета по указанным критериям: по расходу, по отметке, по мощности, по выработке. На рис. 1 представлен программный вид выбора типа расчета.

№	Дата начала интервала	Интервал, сутки	Приток, м³/с	Тип расчёта	ВБ, м
1	01.04.2016	1	1000	1. По расходу	455,74
2	02.04.2016	1	1000	2. По уровню верхнего бьефа	455,74
3	03.04.2016	1	1000	3. По средней мощности	455,739
4	04.04.2016	1	1000	4. По выработке электроэнергии	455,739

Рис. 1. Выбор типа расчета

## III. УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАСЧЕТОВ

Особенностью ГЭС, связанных каскадом, является то, что уровень нижнего бьефа вышележащей станции зависит от кривой подпора водохранилища нижележащей станции. Исходя из этого, расчет начинается со станции, замыкающей каскад. После расчета верхнего бьефа нижележащей ГЭС по характеристикам определяется уровень нижнего бьефа верхней станции, что позволяет учесть снижение напора и, как следствие, снижение мощности. На небольшом по длительности интервале планирования величина снижения мощности вследствие подпора может не играть существенной роли. Однако при необходимости планирования на долгосрочную перспективу, с целью определения суммарной энергоотдачи за осенне-зимний период или на годовом интервале, общее снижение выработки по Ангаро-Енисейскому каскаду значительно.

Для начала расчета в ПО ВЭР необходимо ввести исходный уровень верхнего бьефа. Автоматически дорасчетом определяется соответствующий ему полный объем водохранилища. Далее задается один из приведенных ранее типов расчета и определяется объем необходимых исходных данных. Планирование может быть выполнено для часового и суточного интервала времени. Для задания месячного интервала необходимо указать количества суток в соответствующем столбце.

При задании исходных параметров (рис. 2) имеется возможность указать объем холостых сбросов, что позволяет смоделировать режим открытия водосбросов, не наполняясь до отметки НПУ.

При формировании режима «По отметке» при заданных исходных условиях на достижение определенной отметки водохранилища и превышении притока воды над расходом в нижний бьеф расчет осуществляется с перераспределением избыточного стока между максимальным расходом через гидроагрегаты и расходом холостых сбросов (рис. 3). При этом максимальные расходы в нижний бьеф ограничиваются характеристиками гидростанции.

соответствующий значению начального уровня верхнего бьефа (км³): 1915,537

ВБ, м	Q <sub>урб.</sub> , м³/с	Q <sub>х.б.</sub> , м³/с	Q <sub>сбр.</sub> , м³/с	Q <sub>н.б.</sub> , м³/с	Q <sub>уд.</sub> , м³/кВтч	P <sub>сред.</sub> , МВт	Выработка эл.эн., млн.кВтч
455,74	1300	0	500	1300	3,875	335,501	8,052
455,74	1300	0	500	1300	3,875	335,499	8,052
455,739	1300	0	500	1300	3,875	335,497	8,052
455,739	1300	0	0	1300	3,875	335,495	8,052
455,739	1300	0	0	1300	3,875	335,492	8,052
455,739	1300	0	0	1300	3,875	335,49	8,052
455,739	1300	0	0	1300	3,875	335,488	8,052

Рис. 2. Ручной ввод значения холостых сбросов

Объем водохранилища, соответствующий значению начального уровня верхнего бьефа (км³): 58,218

Приток, м³/с	Тип расчёта	ВБ, м	Q <sub>урб.</sub> , м³/с	Q <sub>х.б.</sub> , м³/с	Q <sub>сбр.</sub> , м³/с	Q <sub>н.б.</sub> , м³/с
3110	2. По уровню верхнего бьефа	208,00	3110	0		3110
3603	2. По уровню верхнего бьефа	207,96	4667,815	0		4667,815
4117	2. По уровню верхнего бьефа	207,94	4649,407	0		4649,407
4602	2. По уровню верхнего бьефа	207,92	5000	0	134,407	5134,407
4597	2. По уровню верхнего бьефа	207,90	5000	0	129,407	5129,407
4605	2. По уровню верхнего бьефа	207,88	5000	0	137,407	5137,407
4104	2. По уровню верхнего бьефа	207,952	2190	0	0	2190

Рис. 3. Автоматический расчет холостых сбросов

Статистическая база фактических режимов работы гидроэлектростанций ОЭС Сибири ежедневно обновляется данными, передаваемыми в макетах водно-энергетических параметров от станции. В ПО ВЭР настроена возможность загрузки фактических режимов работы из существующей базы данных. Это позволяет автоматически загружать параметры гидроэнергетических режимов для выполнения корректировок на ежедневном и месячном интервале, а также упрощает моделирование нового режима работы на основе гидрографа выбранного года-аналога без дополнительных операций в ручном режиме.

Загрузка фактических параметров доступна за одни сутки (рис. 4), посуточно за выбранный период (рис. 5) или интегрально за выбранный период.

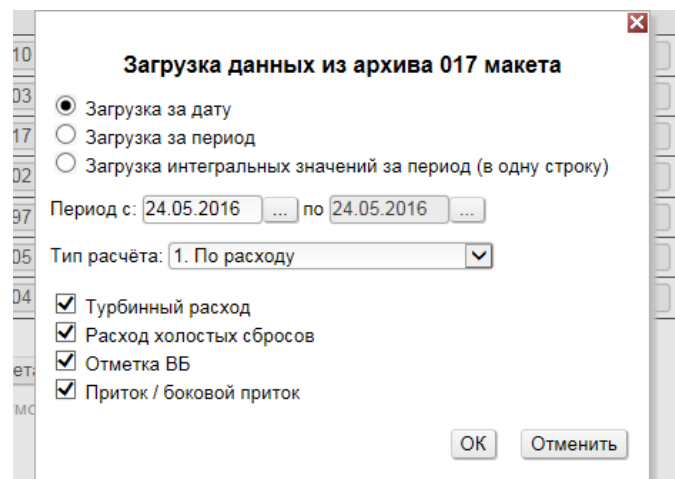


Рис. 4. Пример загрузки параметров из архива за сутки

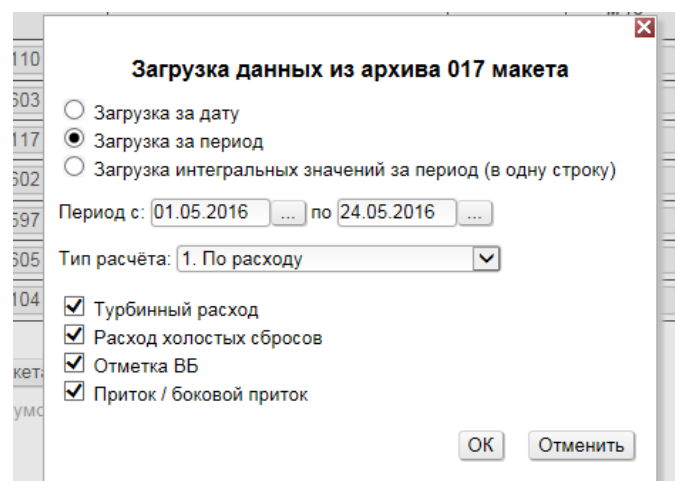


Рис. 5. Пример загрузки параметров из архива за период

В каждом возможном варианте загрузки данных из архива определяется состав загружаемых параметров, а именно: турбинный расход, расход холостых сбросов, отметка верхнего бьефа, приток или боковой приток (в зависимости от станции и контролируемого стока). При этом при интеграции значений за период под уровнем верхнего бьефа принимается отметка на начало указанного периода, а остальные расходные параметры усредняются на интервале.

При проведении каждой итерации расчетов выполняется проверка на наличие и величину необходимых введенных значений. Проверке подлежат и рассчитанные параметры: УМО, НПУ, максимальная пропускная способность станции и пр. В ПО ВЭР предусмотрены два вида результатов проверки: критические ошибки и предупреждающие сообщения.

Критические ошибки (например, отсутствие необходимого параметра) не позволяют продолжать расчет. При появлении сообщений о критических ошибках, как на рис. 6, требуется корректировка исходных данных. При формировании режима в ПО ВЭР необходимо заполнить все параметры для каждой из ГЭС каскада, поскольку учитываются зависимости кривых подпора. При отсутствии значений для нижележащих ГЭС каскада расчет всего каскада невозможен.

Предупреждающие сообщения информируют о достижении граничных условий с возможностью продолжения расчета (например, достижение УМО на рис. 7). Данное допущение необходимо при эксплуатации станции в нехарактерных режимах работы, а также при вероятности изменения ограничений, накладываемых на параметры работы водохранилища, таких как минимально допустимая отметка сработки.

Приток, м³/с	Тип расчёта	ВБ, м	Q <sub>турб.</sub> , м³/с	Q, м
3110	2. По уровню верхнего бьефа	309,00	-2685454,8	0
3603	2. По уровню верхнего бьефа	207,96	5000	0
4117				0
4602				0
4597				0
4605				0
4104				0

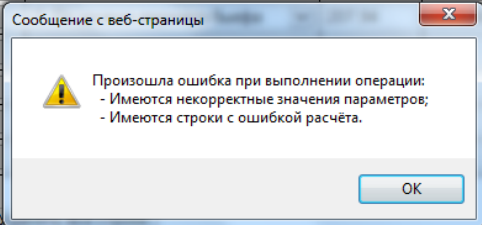


Рис. 6. Пример проверки с результатом «критическая ошибка»

ВБ, м	Q <sub>турб.</sub> , м³/с	Q <sub>х.х.</sub> , м³/с	Q <sub>х.сбр.</sub> , м³/с	Q <sub>н.б.</sub> , м³/с
455,74	1300	0	500	1800
455,739				0
455,739	1300	0	500	1800
455,738	1300	0	0	1300
455,738	1300	0	0	1300
455,738	1300	0	0	1300

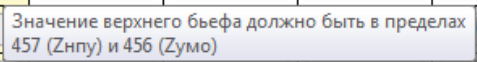


Рис. 7. Пример проверки с результатом «предупреждающее сообщение»

#### IV. РАЗВИТИЕ КОМПЛЕКСА

##### A. Полученные результаты

На момент окончания написания данной статьи ПО ВЭР в ОДУ Сибири и Красноярском РДУ успешно прошло комплексные испытания, опытную эксплуатацию и



проходит процедуру ввода в промышленную эксплуатацию с утверждением регламента эксплуатации ПО.

Функции, осуществляемые программным обеспечением «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада», реализованы в полном объеме в соответствии с разработанным техническим заданием, а именно:

- 1) ручное формирование исходной информации для решения задач;
- 2) использование архива данных макета 017 в качестве исходной информации;
- 3) расчет режимов ГЭС Ангарского и Енисейского каскадов в зависимости от заданного интервала времени;
- 4) расчет водно-энергетических показателей в соответствии с заданным типом расчета;
- 5) проверка полученного расчета на предмет допустимости значений по отметкам верхнего бьефа и расходам через станцию;
- 6) отображение информации в табличном виде;
- 7) хранение информации по фактическим режимам работы и выполненным расчетам с целью проведения оперативных корректировок режима;
- 8) формирования на основе расчетов отчетной формы в формате .xls.

Набор рассчитываемых водно-энергетических параметров позволяет не только осуществлять планирование режимов на разные по длительности интервалы, но и анализировать удельные затраты гидроресурсов для производства электрической энергии.

#### *В. Области дальнейшего развития ПО*

1. За годы эксплуатации гидроузлов как объектов комплексного водохозяйственного назначения требования, предъявляемые к режимам работы станций водопользователями и водопотребителями, претерпели значительные изменения. Направление развития и доработки комплекса лежит в сфере учёта ограничений, накладываемых на режимы работы ГЭС операционной зоны ОДУ Сибири участниками водохозяйственных комплексов. В их числе: обеспечение гарантированного попуска на нужды коммунального хозяйства, обеспечение навигационных уровней

или расходов, уровни верхнего бьефа по условию нормальной работы лесосплавного хозяйства, амплитуда колебаний уровней в нижнем бьефе станции, санитарные расходы и др. Такие ограничения, как правило, носят сезонный характер и изменяются в течение года. В настоящее время приведенный массив водохозяйственных требований, расходные режимы работы станций задаются и контролируются непосредственно расчётчиком. Необходимо включить данные ограничения в условия проверки на предмет допустимости программным обеспечением «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада». Информацию о нарушениях граничных условий необходимо представить в виде предупреждений с возможностью продолжения расчета.

2. Значительные отличия фактического режима работы гидростанций от планируемого могут стать следствием участия ГЭС в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности. Участие в регулировании приводит к неоптимальному режиму работы станции и перерасходу гидроресурсов [5, 6]. Для улучшения качества планирования гидроэнергетических режимов в качестве проведения тестовых расчетов составляется расширенная база данных (по возможности, с момента ввода станций в эксплуатацию) с возможностью моделирования на её основе (по существующим фактическим водно-энергетическим показателям) прогнозных режимов работы гидроэлектростанций операционной зоны ОДУ Сибири.

#### **Список литературы**

- [1] Филиппова Т.А., Сидоркин Ю.М., Русина А.Г. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем: Учебник. – Новосибирск: НГТУ, 2007. – 356 с.
- [2] Филиппова Т.А., Журавлев В.Г., Жирнов В.Л., Сидоркин Ю.М. Управление режимами электрических станций. – Новосибирск: НГТУ, 1995. – 182 с.
- [3] Филиппова Т.А., Мисриханов М.Ш., Сидоркин Ю.М., Русина А.Г. Гидроэнергетика: Учеб. пособие. – Новосибирск: НГТУ, 2012. – 620 с.
- [4] Щавелев Д.С. Использование водной энергии. – М.: Энергия, 1965. – 599 с.
- [5] Филиппова Т.А. Эксплуатационные режимы гидроэлектростанций. – Новосибирск: Наука, 1968. – 192 с.
- [6] Филиппова Т.А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем: Учебник. – Новосибирск: НГТУ, 2007. – 298 с.

# Моделирование электромагнитной обстановки в программных пакетах MMANA-GAL и Elcut

М.А. Турнаев<sup>1</sup>, Н.И. Игнатъев<sup>2</sup>

Дальневосточный федеральный университет  
Владивосток, Россия  
maximtyrnaev@gmail.com<sup>1</sup>, kola03@yandex.ru<sup>2</sup>

Любое электротехническое оборудование является источником электромагнитного излучения и помех. Данные помехи негативно сказываются на работе электрооборудования, функционировании электроэнергетической системы в целом и на качестве вырабатываемой электроэнергии. Проведение мероприятий по снижению уровня электромагнитного излучения является важной задачей, поскольку превышения допустимого уровня электромагнитного излучения может также негативно сказаться на здоровье человека. Методом исследования при выполнении экспериментальной части являлось компьютерное моделирование. В качестве инструмента моделирования применялось программное обеспечение MMANA-GAL и Student's Elcut. Исходными данными являлись константы, используемые для описания электромагнитного поля, такие как электрическая проводимость, диэлектрическая проницаемость, магнитная проницаемость, температура, уравнения Максвелла. Результаты исследования помогут определить места, в которых уровень электромагнитного излучения превышает нормы, что позволит уменьшить вероятность аппаратного отказа.

*Ключевые слова:* электромагнитное поле, электроэнергетическая система, электромагнитные помехи, продольная поляризация, поперечная поляризация, аппаратный отказ.

## Simulating of electromagnetic environment in software suits MMANA-GAL and Elcut

M. Turnaev<sup>1</sup>, N. Ignatev<sup>2</sup>

Far Eastern Federal University  
Vladivostok, Russian Federation  
maximtyrnaev@gmail.com<sup>1</sup>, kola03@yandex.ru<sup>2</sup>

Every electromagnetic technical equipment is the source of electromagnetic radiation and disturbances. These disturbances are badly affecting the work of electro technical equipment, working electromagnetic system in total and quality of electrical energy. Running events for decrease the rate of electromagnetic radiation is very important goal, because the exceedance the rate of electromagnetic radiation can affect the man's health. Numerical results have been obtained by means of computer modeling. The software used in this research project was MMANA-GAL and Student's Elcut. Initial values were constants, using for specification the electromagnetic field, such as electromagnetic conductivity, dielectric capacitance, magnetic capacitance, temperature, Maxwell's equations. The results allow identify the areas, where capacity exceed the border, that will let the chance of hardware defect is extremely decrease.

*Keywords:* electromagnetic field, electromagnetic system, electromagnetic disturbances, longitudinal polarization, vertical polarization, vertical polarizations.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время вопрос электромагнитной совместимости стоит наиболее остро. Под электромагнитной совместимостью (ЭМС) следует понимать способность любых электротехнических устройств удовлетворительно работать в условиях электромагнитных возмущений, не внося в системы собственных электромагнитных воздействий [1].

Любое электротехническое оборудование является источником электромагнитного поля и помех. Для мониторинга уровня электромагнитного поля, излучаемого оборудованием, необходимо проводить его диагностику. Диагностика осуществляется с помощью специальных измерителей напряженности электрического и магнитного полей. Превышение допустимого уровня электромагнитного излучения может сильно сказаться на работе электротехнического

оборудования, функционировании системы и может оказать значительное влияние на здоровье человека.

Если нам известны условия местности, электромагнитная обстановка на объекте, то можно создать модель любого электротехнического объекта, построить диаграммы направленности, определить уровень электрического и магнитного полей для выявления очагов излучения.

Наиболее подходящими программами для моделирования полей являются: MMANA-GAL и Student's Elcut. В данных программах моделируется электромагнитное поле.

Статья начинается с описания уравнений теории электромагнитного поля, используемых при создании моделей. Затем описывается работа этих программ и их назначение. В заключение представлены выводы по проделанному анализу и даны рекомендации по использованию программных пакетов и применению их на практике.

## II. УРАВНЕНИЯ, ОПИСЫВАЮЩИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЕ ПОЛЕ

Для описания модели электромагнитного поля используются следующие константы:

- $\sigma$  – электрическая проводимость;
- $\varepsilon$  – диэлектрическая проницаемость;
- $\mu$  – магнитная проницаемость.

Запишем систему уравнений, описывающую электромагнитное поле, уравнения Максвелла [2]:

$$\begin{cases} \operatorname{rot} E = -\partial B / \partial t; \\ \operatorname{rot} H = J + \partial D / \partial t; \\ \operatorname{div} B = 0; \\ \operatorname{div} D = \rho; \end{cases} \quad (1)$$

$$B = \mu \cdot H; \quad (2)$$

$$D = \varepsilon \cdot E, \quad (3)$$

где  $E$  – напряженность электрического поля, В/м;  $B$  – магнитная индукция, Кл/м<sup>2</sup>;  $H$  – напряженность магнитного поля, А/м;  $J$  – плотность электрического тока, А/м<sup>2</sup>;  $D$  – электрическая индукция, Кл/м<sup>2</sup>.

## III. УРАВНЕНИЯ, ОПИСЫВАЮЩИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЕ ПОЛЕ

### A. Student's Elcut

С помощью данной программы можно решать следующие задачи [3]:

- магнитное поле переменных токов;
- магнитное поле постоянных токов и/или постоянных магнитов;
- нестационарное магнитное поле;
- электростатическое поле;
- электрическое поле постоянных токов;
- электрическое поле переменных токов;
- нестационарное электрическое поле;
- стационарное и нестационарное температурное поле;
- механические напряжения и упругие деформации.

В качестве моделируемого объекта возьмем трансформатор. Вычислим магнитное поле, которое через воздушный зазор излучает трансформатор. Классы модели «Осевая симметрия». Это означает, что в модели присутствует цилиндрическая симметрия, поэтому для упрощения расчета была смоделирована только верхняя часть над осью вращения.

В качестве исходных данных была построена электрическая цепь, в которой были заданы источники, и цепь со схемой соединения обмоток (рис. 1) и импортирован чертеж из программного комплекса AutoCad (рис. 2).

Для того чтобы наиболее точно наблюдать переходный процесс, происходящий в трансформаторе, примем шаг моделирования 0,00001 с.

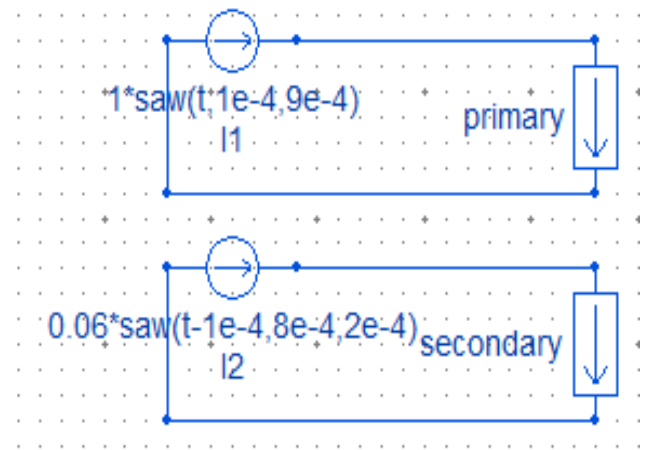


Рис. 1. Электрическая схема в Student's Elcut

Далее создаются параметры, необходимые для моделирования, такие как магнитная проницаемость воздуха, магнитная проницаемость сердечника, в случае если материал нелинейный, то можно это учесть, задав кривую намагничивания, магнитная проницаемость обмоток.

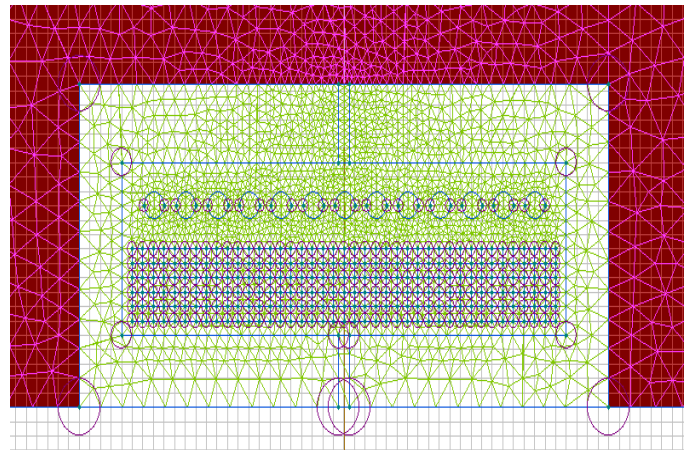


Рис. 2. Модель трансформатора в Student's Elcut

Для ограничения расчета при создании модели была построена граница, доходя до которой поле должно полностью затухать до нуля.

На картинке поля, построенной в Student's Elcut, видно, что поле затухает до нуля на значительном расстоянии от заданной границы (рис. 3).

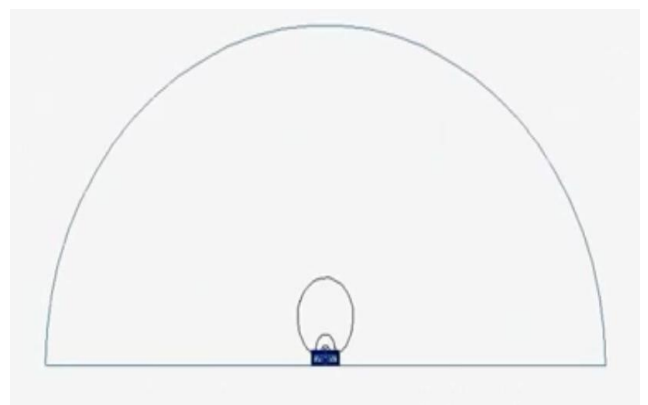


Рис. 3. Картина поля, построенная в Student's Elcut

После задания всех параметров производится расчет антенны.

Для определения пульсации магнитного потока необходимо построить тепловую диаграмму (рис. 4).

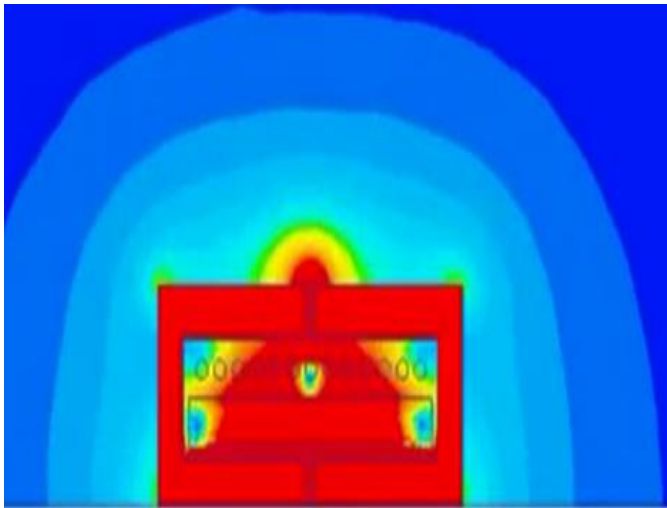


Рис. 4. Редактирование параметров антенны

Геометрия Вид Вычисления Диаграмма направленности

Имя: Частота: 50.1 МГц  в пайпбах

Проводов: 4 Автоsegmentация: DM1: 800 DM2: 80 SC: 2 EC: 2  Не разрывать

No.	X1(m)	Y1(m)	Z1(m)	X2(m)	Y2(m)	Z2(m)	R(mm)	Seg.
1	-5.0	5.0	0.0	5.0	5.0	0.0	0.8	-1
2	5.0	5.0	0.0	5.0	5.0	5.0	0.8	-1
3	5.0	5.0	5.0	-5.0	5.0	5.0	0.8	-1
4	-5.0	5.0	5.0	-5.0	5.0	0.0	0.8	-1
след.								

Источников: 1

No.	PULSE	Volt. V	Phase deg
1	µZc	1.0	0.0
след.			

Нагрузки 0 (L - uH; C - pF; R(X) - Ohm)  Включить нагрузки

No.	PULSE	Type	L/R/A/D	C(X)/B/D	Q/A1	F/B1
след.						

Рис. 5. Панель «Геометрия» в MMANA-GAL

### B. MMANA-GAL

MMANA-GAL – это программа для расчета параметров антенн.

Для моделирования, прежде всего, необходимо задать начальные условия, а именно параметры проводов, источников и нагрузок [4]. Параметры проводов можно задать двумя способами: вручную с помощью вкладки «Геометрия» (см. рис. 5) или начертить провод с помощью вкладки «Вычисления, правка провода» (см. рис. 6). Для построения модели возьмем произвольную антенну с источником питания в середине линии.

При создании модели также были указаны параметры реальной земли (рис. 7). В данном диалоговом окне указывается диэлектрическая проницаемость, проводимость и сопротивление.

После задания всех параметров производится расчет антенны.

Правка провода

Рис. 5. Редактирование параметров антенны

Параметры реальной земли

No.	Dielec.	Conduct(mS/m)	X (m)	Height(m)
1	13.0	5.0	0.0	0
next				

Тип среды в сложной (>1 строки в таблице) земле

Вкл - радиальный тип (Rcor), Выкл - ступенчатый (Xcor)

Дополнительные проволочные радиалы

Число:  Радиус провода:  мм

Рис. 6. Параметры реальной земли

Для наглядного отображения результатов были построены диаграмма направленности (рис. 8), график изменения кривой силы света (рис. 9), график изменения сопротивления (рис. 10). Результаты расчета в MMANA-GAL можно посмотреть во вкладке вычисления (рис. 11).

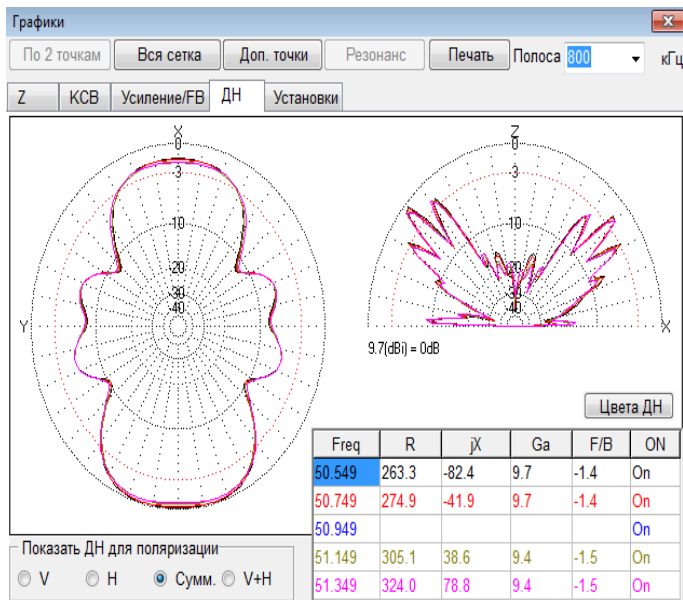


Рис. 7. Диаграмма направленности в MMANA-GAL

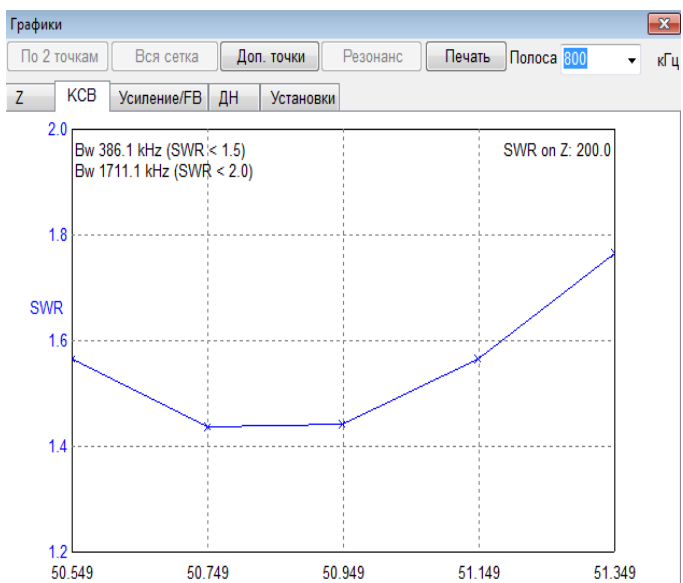


Рис. 8. График изменения кривой силы света в MMANA-GAL

#### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Моделирование электромагнитной обстановки является важной задачей. В рассмотренном примере для создания компьютерной модели целесообразно использовать одновременно несколько программ для обеспечения более точного и детального решения. В данной работе рассмотрены программные продукты MMANA-GAL и Student's Elcut.

Полученные результаты, смоделированные в программах, сравниваются со значениями, полученными с помощью измерителей напряженности электрического и магнитного полей. Проверкой адекватности полученной модели является погрешность между результатами, полу-

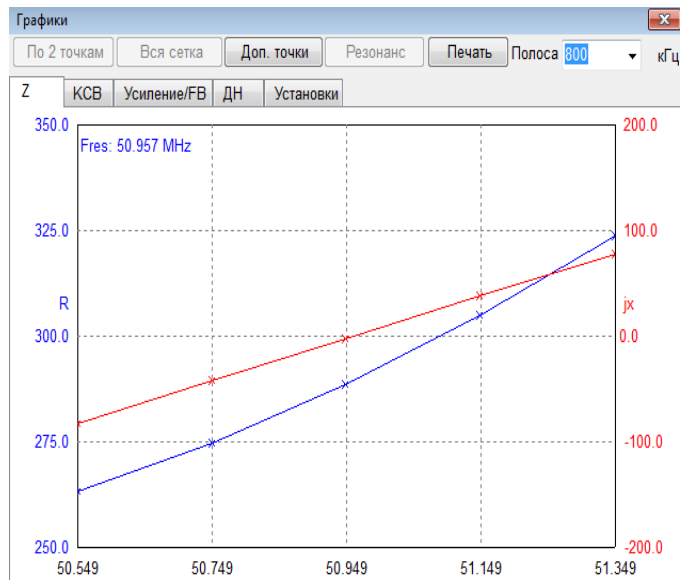


Рис. 9. График изменения сопротивления в MMANA-GAL

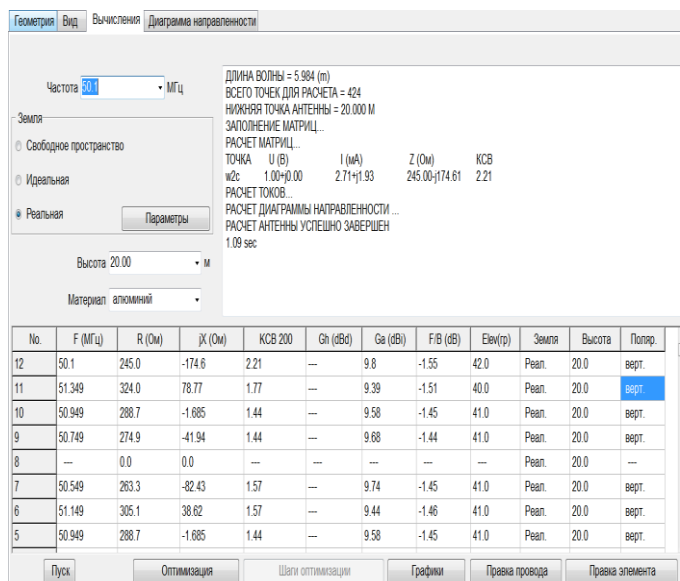


Рис. 10. Результаты расчёта в MMANA-GAL

ченными в ходе моделирования, и результатами, полученными экспериментальным путем. Чем меньше полученная погрешность, тем больше точность данной модели.

#### Список литературы

- [1] Жежеленко И.В., Короткевич М.А. Электромагнитная совместимость в электрических сетях: Учебное пособие. – Минск: Вышэйшая школа, 2012. – 197 с.
- [2] Попов Н.А. Уравнения Максвелла: Учебное пособие. – Москва: Прометей, 2012. – 34 с.
- [3] Моделирование электромагнитных, тепловых и упругих полей методом конечных элементов: руководство пользователя. – СПб.: Тор, 2015. – 303 с.

# Расчет электрической нагрузки жилых и общественных зданий

А.И. Федотов, А.Р. Ахметшин, И.И. Исмоилов  
ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»  
ahmetshin.ar@mail.ru

Проектные организации для расчета мощности, потребляемой жилыми и общественными зданиями, используют нормативные удельные значения нагрузок. Практика строительства и эксплуатации систем городского электроснабжения в различных регионах страны показала, что в большинстве случаев реальные нагрузки меньше расчетных в 2 – 4 раза. Необходим пересмотр нормативных значений нагрузки на основе экспериментальных замеров профилей мощности.

*Ключевые слова: жилое здание, система электроснабжения, расчетная нагрузка, суточные профили мощности, экспериментальные исследования.*

## Calculation of the electrical load residential and public buildings

A.I. Fedotov, A.R. Ahmetshin, I.I. Ismoilov  
Kazan State Power Engineering University  
ahmetshin.ar@mail.ru

Design organizations to calculate the power consumption of residential and public buildings, using standard specific values of loads. The practice of the construction and operation of urban power supply systems in different regions of the country showed that in most cases, the actual load is less than the estimated 2 – 4 times. Necessary to revise the regulatory load values based on experimental measurements of power profiles.

*Keywords: residential building, electrical system design load, diurnal profiles of power, experimental research.*

Рост благосостояния населения и результаты научно-технического прогресса приводят к тому, что у населения появляется все больше современных электробытовых приборов и машин. Комфортность жилья также сопряжена с возрастанием их общего количества, причем повышенной электрической мощности. Такие устройства, как электрообогрев полов, ванны-джакузи, сауны, системы искусственного климата уже не являются редкостью. Холодильники большего объема, печи СВЧ, стиральные машины с функцией сушки белья, мультиварки – все это реалии сегодняшнего дня большинства квартир современной застройки. Возросло количество домов с повышенной площадью квартир. Все это в целом предопределяет рост электрических нагрузок каждой квартиры. На рис. 1 и 2 представлены нагрузочные диаграммы для двух городов Республики Татарстан. Они наглядно демонстрируют высокую долю электропотребления жилыми зданиями. Даже в Казани, где работают большие энергоемкие предприятия, эта доля превышает четверть от общего электропотребления.

Одновременно с этим сложилась парадоксальная ситуация, когда недавно построенные кабельные сети и трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ по факту оказываются недогруженными. Причем эта недогрузка такая, что трансформаторы редко работают на 50 % от своей мощности в часы максимального электропотребления. Очевидно омертвление инвестиций электросетевых компаний, поскольку после застройки микрорайона редко появляется возможность подключения нового потребителя. Объяснение можно найти в том, что те нормы электропотребления, которые используются при проектировании жилых и общественных зданий, завышены.

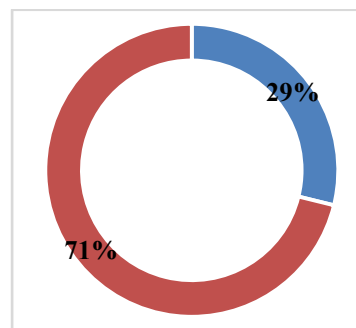


Рис. 1. Доля многоквартирных жилых домов в г. Бугульма (декабрь 2015 г.): 71 % – многоквартирные жилые дома (вид плиты – газ); 29 % – прочие потребители

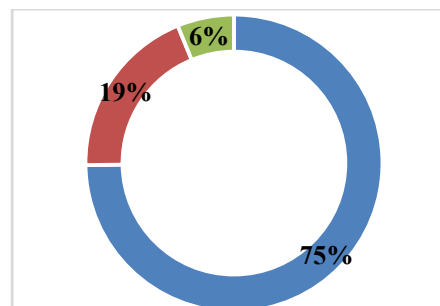


Рис. 2. Доля многоквартирных жилых домов в г. Казани (январь 2016 г.): 19 % – многоквартирные жилые дома (вид плиты – газовая); 6 % – многоквартирные жилые дома (вид плиты – электрическая); 75 % – прочие потребители



В отечественной практике принято выполнять городские подстанции 10/0,4 кВ двухтрансформаторными. В результате их недогрузки на действующих подстанциях целесообразно переходить к работе с одним трансформатором, автоматически включая второй только в часы мак-

симального электропотребления. Заметим, что в других странах СНГ встречаются системы городского электроснабжения, выполненные преимущественно однотрансформаторными подстанциями (таблица).

Мощность и количество силовых трансформаторов 6-10/0,4 кВ, установленных на подстанциях г. Худжанда, Республика Таджикистан

Номинальная мощность силового трансформатора, кВ·А	Количество однотрансформаторных ТП		Количество двухтрансформаторных ТП	
	6 кВ	10 кВ	6 кВ	10 кВ
25	1	2	–	–
40	–	1	–	–
63	6	11	–	–
100	15	23	–	–
160	20	57	–	1
180	2	–	–	–
250	34	45	4	8
315	1	–	–	–
320	11	–	–	–
400	77	11	122	30
560	–	1	1	–
630	17	27	2	12
1000	1	4	1	2

Интересно сопоставить качественно суточные графики нагрузки городов Зеленодольска (Россия) и Худжанда (Таджикистан), близких по этажности застройки и количеству населения. На рис. 3 представлен суточный профиль токовой нагрузки одного из фидеров Худ-

жандских городских электрических сетей. На рис. 4 представлены усредненные суточные профили мощности для трех пятиэтажных жилых домов г. Зеленодольска с газовыми плитами.

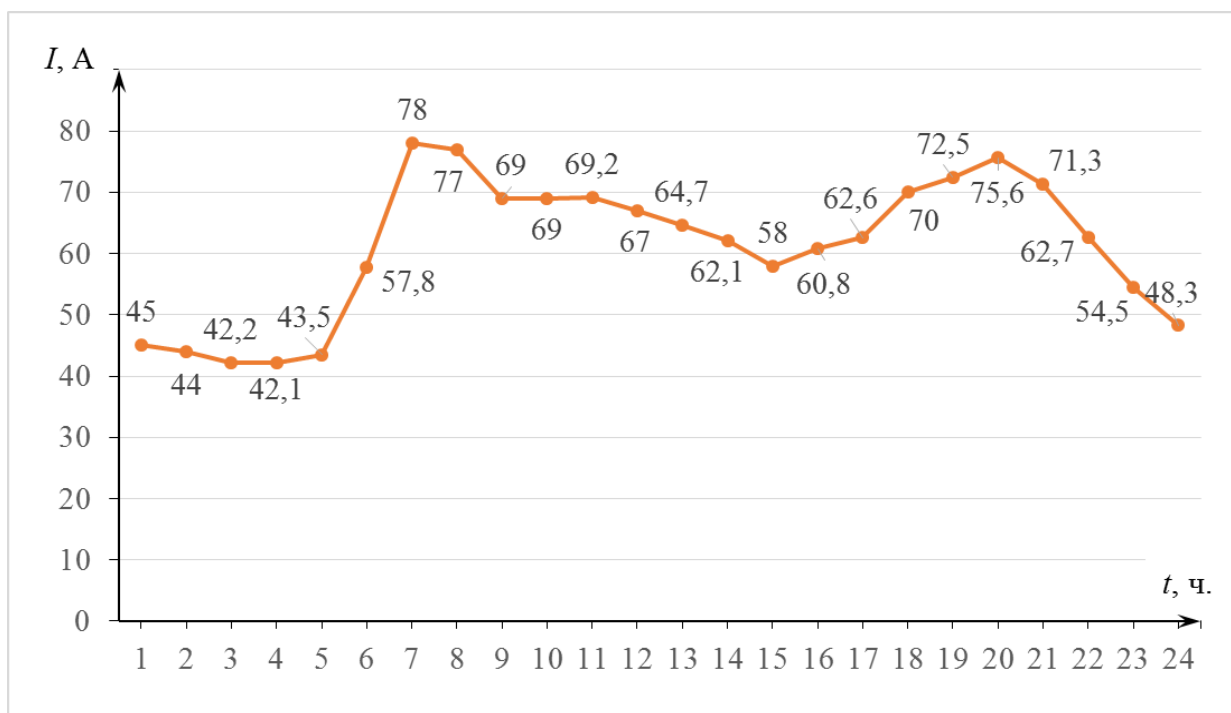
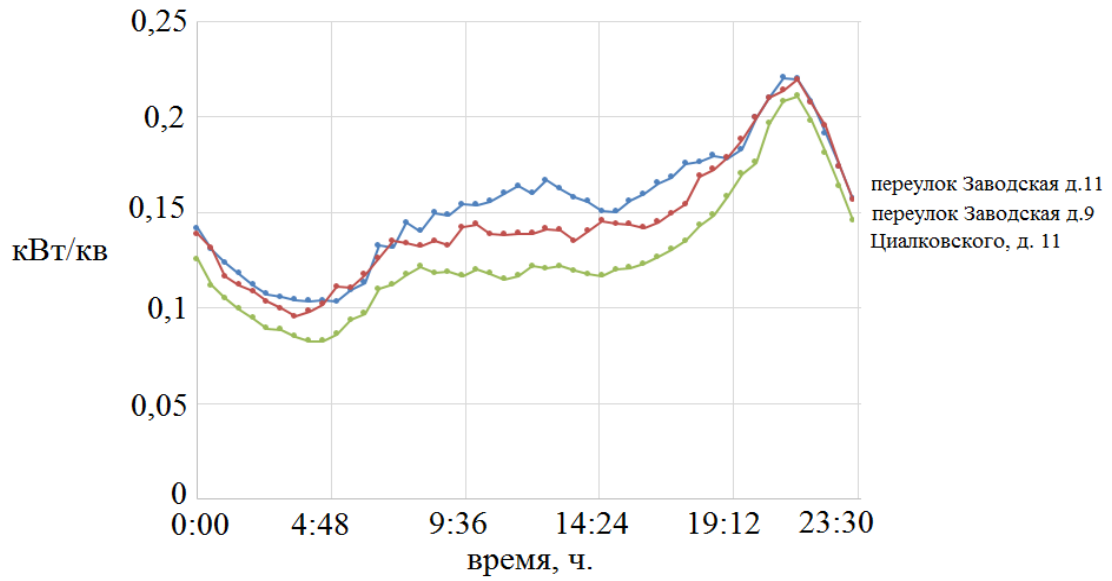


Рис. 3. Суточный график токовых нагрузок левобережных РЭС на 19.10.2015 г.

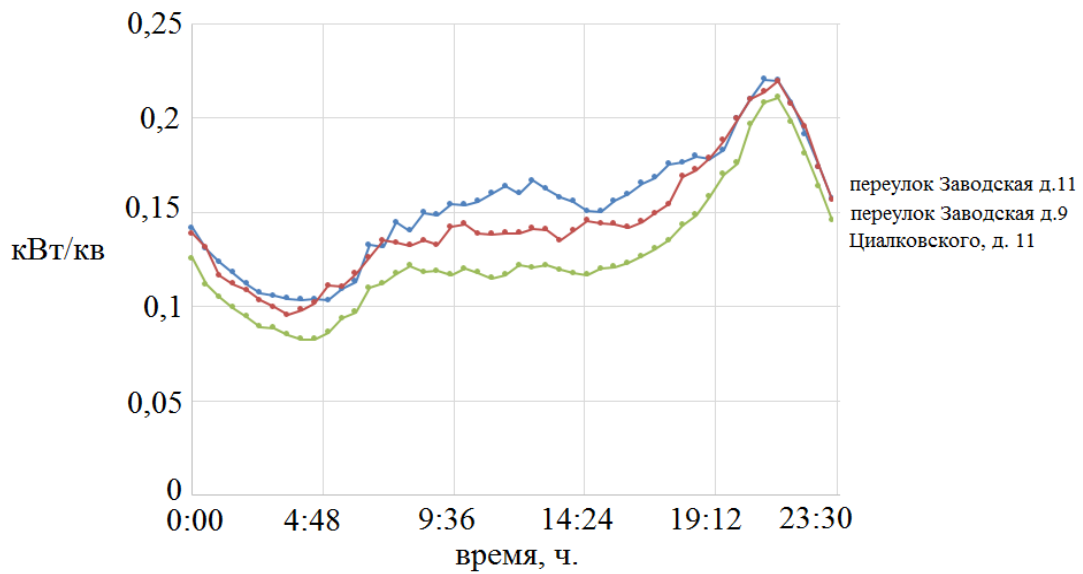
Сопоставляя графики рис. 3 и 4, а, видим, что профили мощности существенно разнятся. Это обстоятельство имеет принципиальное значение при разработке общих норм определения расчетной нагрузки. Очевидно, что разница в графиках не может быть объяснена только различием оснащённости населения бытовыми электроприборами. Необходимо более тщательное изучение причин

выравнивания графика нагрузки в г. Худжанде в интервале между утренним и ночным максимумами. И если для нагрузок, представленных на рис. 4, допустим выбор трансформатора пониженной мощности с его перегрузкой в часы вечернего максимума, то для нагрузок, приведенных на рис. 3, это практически исключено.

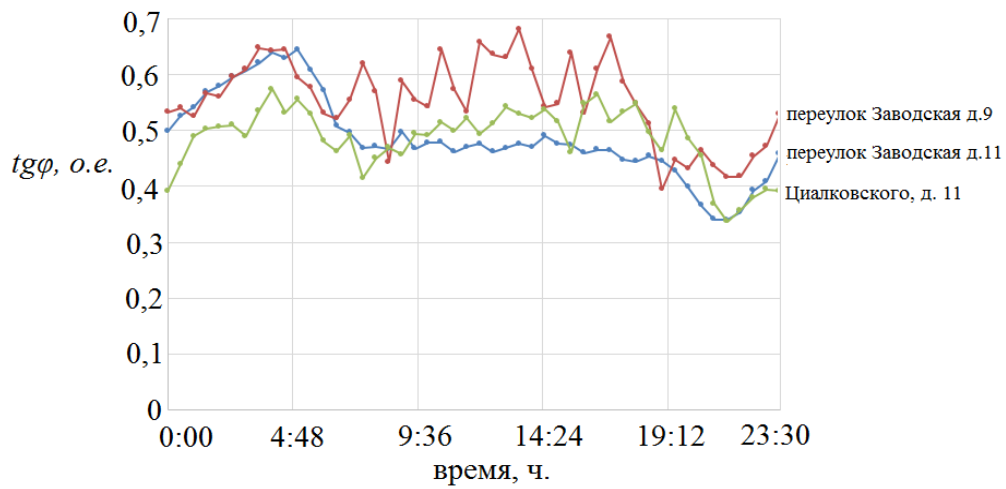




*a*



*б*



*в*

Рис. 4. Суточный график мощности в г. Зеленодольске: *a* – профиль удельной активной нагрузки на одну квартиру; *б* – профиль удельной активной нагрузки на один м<sup>2</sup>; *в* – профиль коэффициента реактивной мощности

Обращает на себя внимание значительная величина потребления реактивной мощности (рис. 4, *в*), что делает актуальным постановку задачи введения в городские подстанции уже на стадии проектирования устройств компенсации реактивной мощности.

Для оценки расхождения между фактической нагрузкой и её расчетным значением по нормативным данным, по документу «Инструкция по расчету электрических нагрузок жилых зданий РМ-2696», разработанному Московским научно-исследовательским и проектным институтом типологии, экспериментального проектирования и введенному в действие в 1999 г., для рассмотренных выше трех домов г. Зеленодольска был выполнен поверочный расчет. В соответствии с табл. 2.1 данной инструкции, для домов с численностью квартир от 40 до 60 следует принимать удельную мощность на одну квартиру от 0,95 до 0,85 кВт. Видим, что графики на рис. 4, *а* дают

максимальную мощность в несколько раз ниже нормативной, принятой для г. Москвы.

Это сравнение, равно как и график на рис. 3, говорят о следующем.

Во-первых, не следует ожидать, что можно получить универсальные нормы, пригодные для любого региона страны.

Во-вторых, необходимо выполнение исследовательских работ по сбору и статистической обработке электрических нагрузок в различных жилых зданиях различных городов с учетом их географического расположения и занятости населения.

В-третьих, необходимо утверждение на региональных уровнях рекомендаций для проектных институтов по значениям удельных нагрузок.

# Оценка дисперсионной составляющей потерь электроэнергии и мощности в сети переменного тока

И.Р. Хазиев<sup>1</sup>, О.И. Вдовина<sup>1</sup>, А.А. Куликов<sup>1</sup>, В.П. Обоскалов<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Уральский федеральный университет (УрФУ)

<sup>2</sup>ФГБУН «Институт теплофизики Уральского отделения Российской академии наук»

Екатеринбург, Россия

77ILNUR77@gmail.com

Нагрузка в узлах энергосистемы в большинстве случаев носит вероятностный характер, поэтому связанные с нагрузкой режимные параметры, такие как токи, напряжения и потери мощности в элементах сети, также являются вероятностными характеристиками. Для учета и моделирования таких параметров в сетях постоянного тока широко используются вероятностно-статистические модели. В сети переменного тока применение данных моделей затрудняется относительной сложностью математического аппарата и низкой степенью исследования. Рассмотрены методы расчета потерь в линиях электропередач сети переменного тока при вероятностной постановке задачи. В основе предлагаемого метода используются алгоритмы формирования матрицы ковариации напряжений (МКН). Потери энергии определяются в результате суммирования элементов матрицы, полученной в результате адямарова произведения матрицы проводимостей и МКН. Проверочные расчеты выполнены в среде программного комплекса MatLab. В качестве исходных данных используются тестовые схемы IEEE. Результаты расчетов показали достаточно высокую эффективность учета дисперсионной составляющей потерь мощности и энергии в электрической сети переменного тока.

*Ключевые слова:* электроэнергетическая система, сеть переменного тока, вероятностные характеристики, матрица ковариации, потери электроэнергии и мощности, дисперсионная составляющая потеря.

## Estimation of dispersive component of power and energy losses in AC grids

I.R. Khaziev<sup>1</sup>, O.I. Vdovina<sup>1</sup>, A.A. Kulikov<sup>1</sup>, V.P. Oboskalov<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Ural Federal University (UrFU)

<sup>2</sup>ITP of the Ural Branch of the Russian Academy of Science

Yekaterinburg, Russia

77ILNUR77@gmail.com

The load in most cases has probabilistic nature, therefore related regime parameters, such as current, voltage and power losses are also probabilistic. Probabilistic and statistical models are widely used for accounting and modelling these parameters in DC networks probabilistic and statistical models are widely used. When AC system is under consideration application of this models is hindered by the relative complexity of the mathematical apparatus and low extent of research. The proposed method uses algorithms forming a voltage covariance matrix (VCM). The energy losses are determined by summation of the matrix elements resulting from the Hadamard product of conductivity matrix and VCM. Testing calculations were performed in Matlab software. IEEE test circuits are used as a source data. The calculation results have shown high efficiency in accounting the dispersive component of power and energy losses in AC grids concern.

*Keywords:* electric grid, AC grid, probabilistic characteristics, covariance matrix, power and energy losses, dispersive component of losses.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время практически все расчеты, связанные с оценкой режимных параметров (токов, напряжений, мощностей) при управлении и проектировании электроэнергетических систем (ЭЭС), выполняются в детерминированной постановке [1 – 4]. В то же время реально практически все исходные данные имеют вероятностно-статистический (стохастический) характер [5 – 6]. В первую очередь это относится к активной и реактивной мощности нагрузки узлов. Однако и пассивные параметры электрической сети (проводимости, сопротивления и др.) во многом зависят от вероятностного характера условий эксплуатации (температуры, влажности воздуха и пр.).

Детерминированный подход определяется, прежде всего, технической направленностью расчетов, где наиболее значимыми являются интервальные оценки (режимы максимальных и минимальных нагрузок и др.), а неопределенность данных включается в различные коэффициенты запаса. Дополнительным фактором является усложнение и без того сложной (решение систем нелинейных уравнений большой размерности) математической модели при учете вероятностного характера рассматриваемых переменных.

В то же время развитие вычислительной техники ставит перед электроэнергетиками задачу постоянного совершенствования расчетных процедур, повышения точно-

сти результирующих параметров за счет более полного описания условий функционирования ЭЭС. Это позволяет снизить упомянутые коэффициенты запаса и повысить эффективность функционирования ЭЭС в целом. В результате вероятностный подход находит все большее применение в расчетной практике проектирования и эксплуатации энергосистем не только в России, но и за рубежом [7 – 9].

Наибольшее применение вероятностные модели находят при оценке надежности ЭЭС в целом и, в частности, при расчетах балансовой и режимной надежности, где значимым фактором является неопределенность нагрузки, а следовательно, и зависящих от нее напряжений в узлах и потоков мощности по линиям электропередачи.

В то же время одним из первых направлений применения вероятностных методов в электроэнергетике является расчет потерь мощности и энергии в задачах проектирования энергосистем [11, 12]. Причиной этому является достаточно большая погрешность наиболее распространенного механизма оценки потерь через число часов максимальных потерь [12].

Ключевой проблемой оценки вероятностных параметров режимов ЭЭС является расчет матрицы корреляционных моментов (МКМ) напряжений в узлах [5, 9, 12]. Здесь используется линейная аппроксимация уравнений узловых напряжений в области математических ожиданий (МО) нагрузок. На базе МКМ напряжений определяются МО потерь мощности в электрической сети, МКМ токов по связям и иные вероятностные характеристики режима ЭЭС.

В данной работе рассматривается процедура расчета дисперсионной составляющей потерь.

## II. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ В СЕТИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Расчет потерь мощности и энергии в сетях переменного тока связан с громоздкими математическими преобразованиями, поэтому сначала мы рассмотрим упрощенную задачу – расчет потерь энергии в сети постоянного тока.

Потери мощности в электрической сети определяются суммированием потерь по всем ее элементам:

$$\pi_{\Sigma} = -U^T Y U = -\sum_{i=1}^{n+1} \sum_{j=1}^{n+1} Y_{ij} U_i U_j, \quad (1)$$

где  $Y = \{Y_{ij}\}$  – полная (с учетом балансирующего узла) матрица проводимостей;  $U = \{U_{ij}\}$  – полный вектор напряжений.

Отсюда математическое ожидание потерь мощности:

$$M(\pi_{\Sigma}) = -\sum_{i=1}^{n+1} \sum_{j=1}^{n+1} Y_{ij} M(U_i U_j). \quad (2)$$

Принимая во внимание, что

$$M(U_i U_j) = KU + MU_i MU_j,$$

где  $KU = \text{cov}(U)$  – матрица корреляционных моментов напряжений, получаем расчетную формулу потерь:

$$M(\pi_{\Sigma}) = \pi_{\Sigma 0} - \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n Y_{ij} \text{cov}(U_i, U_j), \quad (3)$$

$\pi_{\Sigma 0}$  – потери мощности, соответствующие МО напряжений:

$$\pi_{\Sigma 0} = -(MU)^T Y (MU). \quad (4)$$

В формуле (4) фигурируют неизвестные МО напряжений. При линейности УУН, МО напряжений соответствуют МО нагрузок. Это можно распространить на приближенную оценку нелинейной формы УУН. МО напряжений приближенно можно определить, решая систему УУН

$$\varphi_i = \sum_{\forall j} Y_{ij} U_i U_j - P_i, \quad i = 1, \dots, n, \quad (5)$$

в режиме средних (МО) узловых нагрузок:

$$\sum_{\forall j} Y_{ij} MU_i MU_j = MP_i, \quad i = 1, \dots, n. \quad (6)$$

Как известно, напряжения узлов электрической системы не замеряются непосредственно, а являются параметрами, зависимыми от мощностей нагрузок узлов, которые регистрируются достаточно часто. На основании наблюдений можно получить статистические характеристики нагрузок узлов (МО, дисперсии, корреляционные моменты). Возникает задача представления МКМ напряжений через

$$KP = \text{cov}(P).$$

Статистические характеристики функционально зависимых величин  $\Delta U$  по характеристикам  $\Delta P$  можно найти из УУН (5). Выполняя линейную аппроксимацию  $\varphi_i(U)$  (разложение в степенной ряд с ограничением только линейной составляющей) в точке  $(MP, U_0)$ , соответствующей (6), получаем соотношение

$$J \Delta U = \Delta P,$$

где  $\Delta U = U - U_0$ ;  $J$  – матрица Якоби системы (5).

Отсюда

$$\Delta U = J^{-1} \Delta P. \quad (7)$$

Принимая допущение, что  $U_0 \approx MU$ , из (7) получаем

$$KU = (W^{-1}) KP (W^{-1})^T. \quad (8)$$

Подстановка данного выражения в (3) позволяет получить потери в электрической сети с учетом вероятностного характера нагрузок:

$$M(\pi_{\Sigma}) = \pi_{\Sigma 0} - \langle Y, KU \rangle, \quad (9)$$

где  $\langle Y, KU \rangle = \sum_i \sum_j Y_{ij} KU_{ij}$  – скалярное произведение матриц  $Y, KU$ .

Таким образом, корреляционная составляющая потерь определяется скалярным произведением матрицы проводимостей и матрицы корреляционных моментов напряжений, выраженной через матрицу корреляционных моментов узловых мощностей.

Представленный подход интересен не только для получения потерь энергии, но и как некоторая общая идея, показывающая, что во многих случаях для анализа характеристик, определяющихся всевозможными колебаниями случайных параметров режима электрической системы, достаточно учесть только математические ожидания и корреляционные моменты соответствующих случайных величин.

### III. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ В СЕТИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

В результате аналог формулы (1) потерь мощности для сети переменного тока имеет вид:

$$\Delta S_{\Sigma}^* = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{n+1} \sum_{j=1}^{n+1} Y_{ij} \left( U_i - U_j \right) \left( U_i - U_j \right)^* \quad (10)$$

Поскольку произведение скобок является вещественным числом, то

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{n+1} \sum_{j=1}^{n+1} G_{ij} \Delta U_{ij}^2; \quad (11)$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{n+1} \sum_{j=1}^{n+1} B_{ij} \Delta U_{ij}^2. \quad (12)$$

Выражение (10) в декартовой системе координат имеет вид:

$$\Delta S_{\Sigma}^* = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{n+1} \sum_{j=1}^{n+1} Y_{ij} (U_i' U_i'' + U_j' U_j'').$$

При этом математическое ожидание потерь мощности:

$$\Delta S_{\Sigma}^* = \Delta S_{\Sigma}^{0*} - \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{n+1} \sum_{j=1}^{n+1} Y_{ij} (K U_{ij}' + K U_{ij}''),$$

где, по аналогии с (4),

$$\Delta S_{\Sigma}^{0*} = - \left( M U \right)^T \underline{Y} \left( M U \right) \quad (13)$$

– потери мощности в электрической сети, соответствующие МО мощностей.

Учет вещественного характера (13) позволяет разделить МО потерь на активную и реактивную составляющие:

$$\Delta P_{\Sigma}^* = \Delta P_{\Sigma}^{0*} - \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n G_{ij} (\text{cov} U_{ij}' + \text{cov} U_{ij}''); \quad (14)$$

$$\Delta Q_{\Sigma}^* = \Delta Q_{\Sigma}^{0*} - \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n B_{ij} (\text{cov} U_{ij}' + \text{cov} U_{ij}''). \quad (15)$$

Как было отмечено ранее, реально в ЭЭС нет статистики напряжений узлов (тем более, при ее разделении на продольную и поперечную составляющие или по модулю и углу), но зато существует статистика активных и реактивных мощностей узлов. Отсюда, как и ранее, ставится задача выражения матрицы корреляционных моментов напряжений через аналогичные матрицы мощностей. С этой целью в области МО нагрузок выполняется линейная аппроксимация уравнений узловых напряжений. При этом

$$\begin{pmatrix} J_{PU'} & J_{PU''} \\ J_{QU'} & J_{QU''} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta U' \\ \Delta U'' \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix}, \quad (16)$$

где  $\Delta U'$ ,  $\Delta U''$ ,  $\Delta P$ ,  $\Delta Q$  – отклонения рассматриваемых величин от своих МО;  $J$  – соответствующая МО нагрузок матрица Якоби, представленная своими 4 блоками производных функций баланса активных и реактивных мощностей по переменным  $U'$ ,  $U''$ .

Применяя формальное правило определения ковариации вещественного вектора в линейном матричном уравнении (16), через расширенные векторы  $\Delta U = (\Delta U', \Delta U'')^T$ ,  $\Delta S = (\Delta P, \Delta Q)^T$  в виде  $J \Delta U = \Delta S$  можно получить ковариацию напряжений

$$\text{Cov}(U) = J^{-1} \text{Cov}(S) (J^{-1})^T, \quad (17)$$

где

$$\text{Cov}(U) = \begin{pmatrix} K_{U'U'} & K_{U'U''} \\ K_{U'U''} & K_{U''U''} \end{pmatrix}; \quad J = \begin{pmatrix} J_{PU'} & J_{PU''} \\ J_{QU'} & J_{QU''} \end{pmatrix};$$

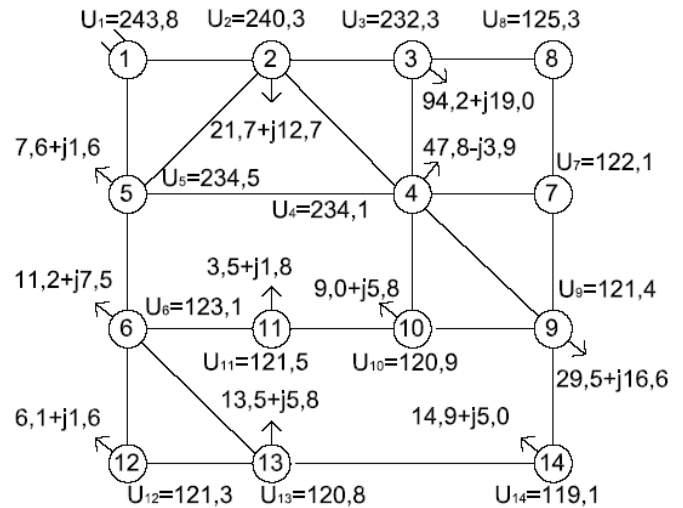
$$\text{Cov}(S) = \begin{pmatrix} K_{PP} & K_{PQ} \\ K_{QP} & K_{QQ} \end{pmatrix}.$$

Дисперсионная составляющая потерь мощности в (14), (15) определяется через скалярное произведение матриц  $\text{Cov}(U)$  и матрицы проводимостей:

$$\Delta P_{\text{дисп}} = \text{Re} \langle Y, K_U \rangle; \quad \Delta Q_{\text{дисп}} = \text{Im} \langle Y, K_U \rangle.$$

### IV. РАСЧЕТ ТЕСТОВОЙ СХЕМЫ

Апробация предлагаемых методов выполнена на тестовой схеме IEEE 14-bus RTS. На рисунке представлен режим МО нагрузок. В соответствии со спецификой задачи, генерирующие PV-узлы с заданным модулем напряжения рассматривались как узлы с неизменной активной мощностью (дисперсия равна нулю) и средней реактивной мощностью (дисперсия также равна нулю). В качестве базы для определения корреляционных моментов нагрузок рассматривалась произвольно заданная совокупность суточных графиков нагрузки.



Тестовая 14-узловая схема IEEE

Потери энергии получены тремя способами: по МО нагрузок, точным методом (выполненным в программе Rastr) и с учетом ковариации. Результаты расчетов сведены в таблицу.

#### ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Потери	Значение		Отклонение, %
МО нагрузок	$\Delta P$ , МВт/сут.	23,1	-5,6
Учёт ковариации	$\Delta P$ , МВт/сут.	23,6	-3,6
Точный метод	$\Delta P$ , МВт/сут.	24,4	

#### V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Полученные результаты показывают, что учет дисперсионной составляющей вносит существенное повышение точности оценки потерь активной мощности и энергии – в рассматриваемой расчетной схеме погрешность снизилась более чем в 1,5 раза. Практика расчетов показывает, что расчеты потерь мощности по режиму МО нагрузок могут обладать гораздо большей погрешностью. Учет дисперсионной составляющей позволяет улучшить результаты. Предложенный метод, связанный с построением и использованием матрицы корреляционных моментов напряжений, предназначен для расчетов на ЭВМ.

#### Список литературы

[1] Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под

общ. ред. проф. МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: МЭИ, 2004. – 964 с.

- [2] Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
- [3] Совалов С.А. Режимы Единой энергосистемы. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
- [4] Аюев Б.И., Давыдов В.В., Ерохин П.М., Неуймин В.Г. Вычислительные модели потокораспределения в электрических системах. – М.: Флинта; Наука, 2008. – 256 с.
- [5] Манусов В.З. Вероятностные задачи в электроэнергетике / Учебное пособие. – Новосибирск: НЭТИ, 1982. – 118 с.
- [6] Богатырев Л.Л., Манусов В.З., Содномдорж. Математическое моделирование режимов электроэнергетических систем в условиях неопределенности. – Улан-Батор: МГТУ, 1999. – 348 с.
- [7] Schellenberg A., Roschart W., Aguado J.A. Cumulant-based stochastic nonlinear programming for variance constrained voltage stability analysis of power systems // IEEE Trans. Power Syst. – 2006. – Vol. 21(2). – P. 579–585.
- [8] Schilling M.T., da Silva A.L., Billinton R., El-Kady M. Bibliography on power system probabilistic analysis (1962–1988) // IEEE Trans. Power Syst. – 1990. – Vol. 5(1).
- [9] Madrigal M., Ponnambalam K., Quintana V.H. Probabilistic optimal power flow // Proc. IEEE Can. Conf. Electrical Computer Engineering. – 1998. – Vol. 1.
- [10] Обоскалов В.П. Надежность обеспечения баланса мощности электроэнергетических систем. – Екатеринбург: УГТУ–УПИ, 2002. – 210 с.
- [11] Воротницкий В.Э., Железко Ю.С., Казанцев В.Н. и др. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем. – М.: Энергоиздат, 1983. – 360 с.
- [12] Липес А.В. Применение методов математической статистики для решения электроэнергетических задач. – Свердловск: УПИ, 1983. – 88 с.

# Расчеты нормальных режимов ЭЭС на основе адресных принципов

Д.Х. Худжасаидов, А.Г. Русина, Е.А. Совбан, Т.А. Филиппова  
Новосибирский государственный технический университет  
Новосибирск, Россия  
jahon\_nstu@mail.ru

Создание электроэнергетического рынка привело к изменению свойств электроэнергетических систем и показало необходимость изменения моделей и методов расчета их режимов. Рассматривается принцип и основные методические положения адресных расчетов нормальных режимов. Адресный принцип достаточно новый для энергосистем России. Он позволяет определить трассы предприятий энергетики, связанных взаимоотношениями, при расчетах режимов ЭЭС. Приведен математический аппарат расчета режимов, метод электрического эквивалента для трасс с передачей различных параметров, модели получения гипотетической электрической сети с параметрами времени, применения потерь электроэнергии как интегрального показателя изменения режимов во времени для схемы замещения сети, блок прогнозирования и др.

*Ключевые слова:* нормальные режимы ЭЭС, адресный принцип, трассы параметров, гипотетическая сеть, эквивалентирование по потерям электроэнергии, прогнозирование, информация.

## Calculations of normal modes of ees based on the address principles

Dzhakhongir Khudzasaidov, Anastasia Rusina, Ekaterina Sovban, Tamara Filippova  
Novosibirsk State Technical University  
Novosibirsk, Russia  
jahon\_nstu@mail.ru

Creation of the electricity market has led to a change in the properties of electric power systems and revealed the need to change models and methods of calculation of their regimes. We consider the principle and the basic methodological position address calculation of normal modes. Addressable principle quite new for Russian energy systems. It allows to determine the route of energy-related businesses relationship in the calculation of EPS regimes. The mathematical apparatus for calculating modes, the electric equivalent method for transmission lines with different parameters, the model obtain a hypothetical electrical network time settings, the use of electric power losses as the integral index of regime change in time for the network equivalent circuit diagram, the block prediction and others.

*Keywords:* normal modes EES, address principle, trace settings, hypothetical network, equivalenting electricity losses, forecasting, information.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Проблема развития теории и методов расчета нормальных режимов ЭЭС всегда была актуальной, и по ее содержанию получено множество предложений в отечественной и зарубежной литературе. В 1992 г. в России был организован электроэнергетический рынок. Прошедшие 20 лет его использования показали необходимость новых решений в управлении электроэнергетикой и в их числе – развитие теории и методов расчетов нормальных режимов электроэнергетических систем. Рамки статьи не позволяют подробно рассмотреть эту проблему и даже достаточно полно остановиться на предложениях авторов. В работе показана необходимость развития традиционных методов и показано кратко одно из направлений – адресные расчеты. По трассам могут протекать мощности и выработка электроэнергии, стоимости, объемы ресурсов и др. Это отражается на математической модели системы и методах адресных расчетов. Наиболее полно в отечественной литературе адресность представлена в [1, 2].

Сейчас внедряются кибернетические принципы управления режимами ЭЭС, которые активно разрабатывались

и обсуждались учеными-энергетиками примерно до 1985 г. Тогда это была заманчивая перспектива, которая требовала существенного развития моделирования и тематики, информационных технологий и компьютерных систем.

Существенные изменения для адресных расчетов имеют три положения:

1) время  $T$  как параметр взаимоотношений субъектов электроэнергетического рынка, связанных с нормальными режимами ЭЭС;

2) необходимость изменения методов расчета режимов, вызванная дезинтеграцией ЭЭС и хозяйственного и юридического статуса взаимодействующих субъектов электроэнергетического рынка (дезинтеграция единой энергосистемы выдвинула проблему взаимоотношений, не снимая и не уменьшая проблемы государственной значимости отрасли энергетики);

3) применение современных математических моделей и методов, компьютерных технологий при внедрении кибернетических принципов управления.



По всем этим позициям имеются практические регламенты на электроэнергетическом рынке и ведутся научные исследования. Часть наших предложений излагается в данной статье.

Изменение принципов и методов расчета базируется на:

- теоретических положениях;
- создании математической модели системы для учета изменений;
- основах алгоритмизации расчетов для научных исследований и решении практических прикладных задач.

Эти вопросы будут рассмотрены кратко в данной статье. В работе нет обобщения имеющихся работ и доказательства их общности. Это специальная тема.

## II. ОПРЕДЕЛЕНИЕ АДРЕСНОСТИ ПОСТАВОК И ПОТЕРЬ В СЕТИ

### A. Метод вычисления потерь

Если для задачи потокораспределения решение проблемы адресности является однозначным, то для задачи адресности потерь мощности на пути ее передачи от генераторного узла в нагрузочный узел или потерь мощности в ветви, связанных с перетоком ветви от конкретного генератора, однозначного решения получено не было. Для распределения потерь используются такие методы, как метод пропорциональных долей (pro-rata), метод прироста потерь, метод пропорциональных частей, формула потерь и пропорциональные двухсторонние соглашения. В методе прироста потерь решение зависит от выбора базисного узла, кроме того, сумма получающихся потерь обычно превышает истинные потери в сети. Остальные методы требуют введения соглашений о распределении потерь в ветвях и дают не совпадающие результаты, из которых проблематично выбрать лучший. Рассмотрим принцип определения потерь мощности, возникающих на пути ее передачи из генераторных узлов в нагрузочные узлы, при использовании метода адресности.

Пусть определены  $n$  компонент перетока  $S_l$  ветви  $l$ , т.е.

$$S_l = \sum_{i=1}^n S_{li}, \quad (1)$$

где  $S_{li}$  – доля  $i$ -го генератора в перетоке  $S_l$ . Тогда потери активной мощности в  $l$ -й ветви, имеющей сопротивление  $r_l$ , могут быть записаны как

$$\Delta P_l = S_l^2 \frac{r_l}{U_l^2}, \quad (2)$$

где  $U_l$  – среднее напряжение ветви  $l$ . С учетом (1) получим:

$$\begin{aligned} \Delta P_l &= \left( \sum_{i=1}^n S_{li} \right)^2 \frac{r_l}{U_l^2} = \sum_{i=1}^n \frac{S_{li}^2}{U_l^2} r_l + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1, j \neq i}^n S_{li} S_{lj} \frac{r_l}{U_l^2} = \\ &= \Delta P_{l1} + \Delta P_{l2}, \end{aligned} \quad (3)$$

где  $\Delta P_{l1}$  – собственные потери от  $i$ -го генератора, а  $\Delta P_{l2}$  – взаимные потери. Проблема состоит как раз в разделении

взаимных потерь, для чего и предлагается множество методов, основанных на тех или иных соглашениях об их разделении.

Если же для определения потерь мощности в ветви  $l$  используется разность перетока начала и конца связи:

$$\Delta P_l = P_{l \text{ нач}} - P_{l \text{ кон}}, \quad (4)$$

то сумма потерь от  $n$  перетоков будет равна истинным потерям мощности в этой связи:

$$\sum_{i=1}^n \Delta P_{li} = \sum_{i=1}^n P_{li \text{ нач}} - P_{li \text{ кон}} = \Delta P_l. \quad (5)$$

При этом не требуется заключать никаких соглашений по распределению потерь мощности в ветвях электрической сети, достаточно только знать перетоки начала и конца ветвей, текущие от каждого генератора. Покажем, как проблема определения адресности потерь может быть решена графовым алгоритмом адресности.

### B. Графовый алгоритм

При учете потерь в сети суммарная мощность генераций отличается от суммарной мощности нагрузок на величину потерь.

Принцип адресности был применен для энергосистемы Памира, которая имеет слабые электрические связи с энергосистемой Таджикистана.

Потери мощности на пути ее передачи из генераторных узлов в нагрузочные узлы определяются как разность перетока, передаваемого из генераторного узла в нагрузочный, и перетока, поступающего в нагрузочный узел. Потери, возникающие в связях при передаче мощности из генераторных узлов 1 и 7 в нагрузочный узел 12, показаны на рисунке.

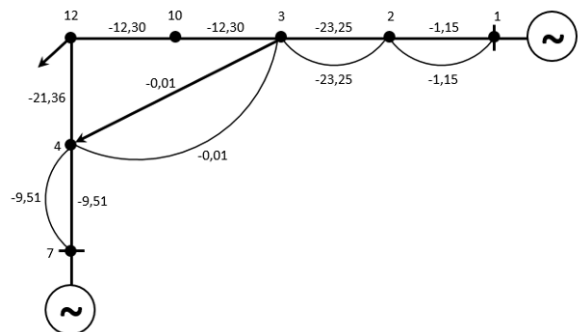


Схема передачи мощности из генераторных узлов в нагрузочные на основе принципа адресности

Программа расчетов ищет пути не от генераторного узла в нагрузочный, а из нагрузочного в генераторный, поэтому потери записаны с минусом.

Следует отметить, что проблеме определения адресности потерь мощности (электроэнергии) в последнее время посвящено огромное количество публикаций. Это связано с переходом энергетики к рыночным механизмам и необходимостью в этой связи определять не только стоимость полученной потребителем электроэнергии от данной станции, но и стоимость потерь энергии, возникающих при передаче мощности от станции к потребителю, т.е. потребитель должен заплатить станции за всю передаваемую энергию. Более справедливой является ситуация, ко-

гда за потери при передаче электроэнергии и потребители, и производители платят поровну.

### III. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ АДРЕСНОЙ ЗАДАЧИ

Основным принципом разработки модели является принцип «от ресурсов – до потребления». Для системы модель включает три блока.

- Модель генераторного узла – начало трасс. Узел станции может иметь характеристики в различных координатах: издержки, расход топлива и др. [3, 4]. Концентрация генераторных узлов зависит от структуры мощностей ЭЭС, она применяется для узлов тепловых станций, что позволяет уменьшить размерность за счет деления общего баланса мощностей на части.
- Модель транспорта – трассы. Эквивалентирование электрической сети от станции до потребителей с учетом времени расчета режимов – это создание специальной сети (гипотетической сети).
- Модель узла потребления – конец трасс.

#### *А. Использование показателей потерь электроэнергии как главного фактора разработки модели гипотетической сети.*

В основе создания электрических схем и параметров трасс используются потери электроэнергии – это элемент балансов электроэнергии для  $j$  генераторных узлов и  $i$  узлов нагрузки за период времени  $T$ .

Только потери электроэнергии позволяют обобщить все стороны деятельности производства за время  $T$ , поскольку они включают изменчивость электротехнических, энерго-экономических и организационных действий по управлению производством во времени. Переход от мощности  $P$  к выработке электроэнергии  $\mathcal{E}$  всегда является приближенным, так как требуется специальная методика учета времени  $T$  и интервалов дискретности  $\Delta t$ .

Для электрической сети состояние ее режимов зависит от многих параметров: реактивной мощности и напряжения, схемы сети, энергетических балансов ЭЭС, хозяйственных и коммерческих правил действия предприятий и пр. Эти факторы не зависимы, и между ними нет явных связей, причем многие имеют случайные свойства. Неопределенность свойств системы при их обобщении во времени возрастает. При обобщении этих факторов во времени система ЭЭС приобретает новые свойства принципиального содержания. Это уже не электрическая система, функционирующая на основе фундаментальных законов электротехники Ома и Кирхгофа, не энергетическая система с определенными техническими принципами работы техники и технологий, а некоторая структура, включающая также организационные и экономические факторы. Назовем ее производственно-хозяйственной системой, хотя это не отражает достаточно полно ее внутренние свойства.

В общеизвестных алгоритмах расчета нормальных режимов ЭЭС главная роль отводится энергетическим балансам и показателям генерации на электростанциях и их мощности и выработке электроэнергии. Потерям электроэнергии уделяется значительно меньше внимания. Они сравнительно малы. Однако если применять принципы

построения электрической сети с обобщенными параметрами ее факторов, то время приобретает главную роль. По потерям электроэнергии можно определять параметры схемы замещения электрической сети [5, 6].

Технологические потери электроэнергии, если рассматривать процесс от ресурсов и заканчивать потреблением, складываются из потерь при преобразовании ресурсов в электроэнергию, потерь в электрических сетях при транспорте электроэнергии к потребителям, потерь в электроприемниках потребителей. Учитывать отдельно каждую составляющую трудно, поэтому всегда имеется задача общих потерь, их статистического анализа и прогнозирования.

#### *В. Основы разработки гипотетических сетей*

Гипотетическая электрическая сеть – это мнимая сеть, основанная на определенном предположении и принципах обобщения параметров сети и позволяющая исследовать рассматриваемую задачу. В нашем случае используется методика эквивалентирования электрической сети и эквивалентные потребители по потерям электроэнергии за определенное время.

Одна из главных проблем – информация о потерях. Во многих задачах мощность является основой решений по выбору конструкций технических элементов системы. Предложено много методов прогноза потерь электроэнергии: по средней мощности, единицам нагрузки, по осредненным графикам нагрузки, по времени максимальных потерь электроэнергии и др. [7, 8]. Все без исключения такие методы приближенные. Для эксплуатационных задач необходимо иметь модель прогноза потерь электроэнергии (главного и дополнительных прогнозов).

На станциях имеются потребители разных свойств, например по классу напряжения – городские сети при  $U_1$ , сети крупного промышленного или специального объекта при  $U_2$ , сети региональной системы  $U_3$ , сети отдаленных ЭЭС при  $U_4$  и др.

Баланс электроэнергии требует анализа параметров режима в прошлом и в ожидаемом будущем. В прошлом можно получить картину, применяя аппарат статистического анализа информации, а в будущем – созданием моделей прогнозирования.

### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Приведем основные предлагаемые позиции развития традиционных методов расчета режимов системы. Они в значительной мере являются инновационными и соответствуют принципам кибернетического управления режимами ЭЭС.

- Новый принцип моделирования системы, в котором учитываются взаимоотношения субъектов электроэнергетического рынка при учете совокупности критериев технической, производственно-хозяйственной и коммерческой деятельности предприятий.
- Теоретический аппарат расчета адресных трасс и их параметров для узлов.
- Новый принцип создания расчетной схемы и схемы замещения электрических сетей ЛЭП системы по потерям электроэнергии как единственному пока-

зателю, отражающему все виды деятельности предприятия энергетики во времени.

- Наличие конструктора – человека, принимающего участие в определении режимов в интерактивном режиме.

2. Одной из основных причин недостаточного внимания к совершенствованию методов расчета режимов с учетом тех положений, которые сейчас имеются, является регламент приоритетов по использованию электростанций на оптовом рынке электроэнергии. Большая часть систем электроэнергетики (примерно 80 %) – дефицитная, и это определяет их обязательные связи с оптовым электроэнергетическим рынком. При этом бесспорными преимуществами пользуются гидростанции, которые по своим ценам всегда получают сверхприбыли, и крупноблочные КЭС. Целесообразно рассматривать такой критерий эффективности функционирования системы как удельный расход используемых ресурсов на цену. В настоящее время по многим работам можно судить, что КПД использования ресурсов на станциях очень низкий.

3. Приведенные позиции заключения являются стартовыми и показывают необходимость развития научных и методических принципов расчета режимов ЭЭС, что будет способствовать созданию промышленных программ.

## Список литературы

- [1] Лыкин А.В. Электрические системы и сети. – Новосибирск: НГТУ, 2002. – 248 с. (references).
- [2] Русина А.Г., Филиппова Т.А. Режимы электрических станций и электроэнергетических систем. – Новосибирск: НГТУ, 2014. – 399 с.
- [3] Русина А.Г. Автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Томск, 2013. – 42 с.
- [4] Гамм А.З., Голуб И.И., Гамм А.А., Батюнин А.В. Использование адресности при вычислении узловых цен на электроэнергию // Вестник Уральского государственного технического университета. – 2004. № 12. С. 35.
- [5] Golub I.I., Voitov O.N., Boloev E.V. Probability constrained load flow on the basis of tracing method // Acta Energetica. – 2015. Vol. 2(23). С. 91–96.
- [6] Русина А.Г., Худжасаидов Д.Х., Русин Г.Л. Особенности управления режимами гидроэнергетической системы Памира // Оперативное управление в электроэнергетике. Подготовка персонала и поддержание его квалификации. – 2015. – № 6. – С. 41–46.
- [7] Русина А.Г., Арестова А.Ю., Фролова Я.А., Акульшина П.А., Романов А.В., Совбан Е.А., Худжасаидов Д.Х. Разработка, усовершенствование и алгоритмизация принципов адресных расчётов нормальных режимов электроэнергетических систем: отчет о НИР. – Новосибирск, 2015. – 140 с. (№ ГР 115042970038).
- [8] Гамм А.З., Голуб И.И., Русина А.Г., Филиппова Т.А. Адресность потокораспределения для электроэнергетиков. – Новосибирск: НГТУ, 2016. – 284 с. (references).

# Обзор существующих подходов к заданию логики и настройке устройств автоматики ограничения перегрузки оборудования и перспективы развития методологии реализации устройств автоматики ограничения перегрузки оборудования

И.И. Чертоляс, А.В. Волков

Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Тюменской области»  
Сургут, Россия  
ChertolyasII@mail.ru

При аварийных отключениях сетевых элементов, генерирующего оборудования электростанций или нагрузки потребителей в сетях 110 – 500 кВ возможно недопустимое по величине и длительности превышение токовой нагрузки оставшегося в работе электрооборудования. Для предотвращения указанных последствий аварийных отключений в энергосистеме используются устройства автоматического ограничения перегрузки оборудования (АОПО). Существующая НТД, содержащая правила организации противоаварийного управления в ЕЭС России, трактует лишь общие подходы в части выполнения данного вида противоаварийной автоматики, не учитывая специфические особенности её выполнения.

*Ключевые слова: противоаварийная автоматика, автоматическое ограничение перегрузки оборудования.*

## Review of the existing approaches to defining of logic and configuring of the overload control systems and prospects of development of the methodology of implementation the overload control systems

I.I. Chertolyas, A.V. Volkov

Branch of JSC «SO UPS» Regional Dispatching Office of Tyumen Power System»  
Surgut, Russian Federation  
ChertolyasII@tumrdu.so-ups.ru

At the emergency shutdowns of the elements of the power grid there may be a current overload of the remaining elements of the power grid. To avoid these consequences in power grid are used overload control systems. The current regulatory and technical documentation contains only a common approaches with regard to the implementation of this type of emergency control and does not include the possible specific features of its implementation.

*Keywords: emergency control, overload control systems.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО) предназначена для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки оборудования. Требования к реализации АОПО описаны в широком круге нормативно-правовой документации. Однако требования к логике работы АОПО, описанные в НТД, предъявляют лишь общие правила, а учёт специфических особенностей того или иного устройства АОПО возлагается на специалиста организации, осуществляющей диспетчерское управление и формирующей задания на реализацию или модернизацию устройств АОПО.

### II. ЗАДАНИЕ ГРУПП УСТАВОК, СООТВЕТСТВУЮЩИХ РАЗЛИЧНЫМ ТЕМПЕРАТУРАМ НАРУЖНОГО ВОЗДУХА

Одно из требований, предъявляемых к АОПО, заключается в необходимости задания нескольких групп уста-

вок, соответствующих различным температурам воздуха. На примере воздушной линии электропередачи (ВЛ) можно пояснить, что данное требование обуславливается тем, что по условию механической прочности провода, с учётом габарита ВЛ, температура окружающего воздуха является параметром, ограничивающим перегрузку ВЛ. В общем случае для устройства АОПО задаются две группы температурных уставок – для зимы ( $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) и лета ( $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$ ). Перевод уставок осуществляется вручную. Очевидно, что на момент, когда фактическая температура окружающего воздуха для оборудования, защищаемого устройством АОПО, отличается от температуры, для которой задана соответствующая сезонная уставка (что возможно как в период перехода с одной сезонной уставки на другую, так и в периоды аномальных температур), возможно избыточное или недостаточное действие устройства АОПО. Кроме того, возможны случаи, когда устройства АОПО установлены на объектах, входящих в контролируемые сечения (КС). В этом случае превышение фактической температу-

ры окружающего воздуха температуры, для которой была выставлена соответствующая токовая уставка, приведёт к возникновению незащищённых зон, при попадании фактического тока оборудования в которые будет превышен аварийный переток по КС, что недопустимо.

Указанные проблемы могут решаться отдачей команд на регулирование режима диспетчером соответствующего диспетчерского управления (ДУ), однако тем самым усложняется и без того непростой процесс ДУ.

Описанные проблемы приводят к необходимости дополнения существующих устройств АОПО функцией гибкой смены токовой уставки в зависимости от температуры окружающей среды. В настоящее время крупными производителями устройств РЗ и ПА уже представлены подобные устройства, однако требования к ним со стороны НТД до сих пор не оформлены.

В ходе проведённого анализа и проработки выявленных проблем были обозначены следующие необходимые требования к устройствам АОПО с функцией гибкой смены токовой уставки в зависимости от температуры окружающей среды:

1) передача значения текущей токовой уставки в соответствующий ДЦ и отображение средствами ОИК для корректного учёта при ведении режима;

2) дискретность температурного шага и коэффициент возврата, с которым допустима смена уставки АОПО, так как хаотичное изменение токовой уставки при нестабильной температуре окружающей среды и её нахождении на «пограничном» значении токовых уставок недопустимо для корректного ведения режима диспетчером ДЦ;

3) учёт длины защищаемой устройством АОПО ВЛ (которая может достигать сотен км), с учётом которой ВЛ может находиться в разных температурных областях.

### III. УСТРОЙСТВА АОПО, ЗАЩИЩАЮЩИЕ АТ

Как уже отмечалось, существующие НТД предъявляют весьма обобщённые требования к устройствам АОПО. Однако устройства АОПО, защищающие ВЛ, и устройства АОПО, защищающие автотрансформаторы связи (АТ), могут существенно различаться по алгоритму работы. Причина в том, что для ВЛ определены длительно и аварийно допустимые токовые нагрузки, в результате чего для АОПО, защищающего ВЛ, достаточно задания одной токовой уставки и нескольких ступеней с разными временами работы. Для АТ определены допустимые токовые перегрузки с разными временами существования. Таким образом, для корректной работы устройства АОПО необ-

ходимо задание нескольких групп не только временных, но и токовых уставок. В настоящее время не только старые механические устройства ПА, но и новые микропроцессорные устройства в силу своих особенностей не имеют возможности задания такого алгоритма работы, что вызывает трудности при необходимости корректировки работы уже существующих устройств ПА. Учитывая описанный факт, к устройствам АОПО, защищающим АТ, должны предъявляться отдельные требования НТД, и, кроме того, данные особенности должны учитываться на этапе проектирования подобных устройств.

### IV. ВЫВОД

В ходе выполненного анализа существующих проблем с функционированием устройств АОПО обозначен широкий круг задач, которые необходимо решать в части совершенствования методики определения уставок АОПО на диспетчерском уровне. Определены основные и специфические условия, которые нужно учитывать при задании уставок, отмечены недостатки существующих в энергосистеме устройств АОПО и заложенные в них алгоритмы, которые сегодня не позволяют учитывать все требования, предъявляемые к таким устройствам. Предложен алгоритм действий для специалиста, задающего уставки. Данный алгоритм может быть использован как основа для создания стандартизирующего документа, определяющего алгоритмы функционирования устройств АОПО и порядок задания уставок. Наличие понятного и строго регламентированного документа позволит перейти к работе с субъектами по созданию заданий на обновление «парка» устаревших устройств АОПО (или их алгоритмов) и постепенному их включению в инвестиционные программы и проекты развития энергосистемы. Это длительный по времени процесс, но требующий начала работ в настоящее время.

### Список литературы

- [1] ГОСТ Р 55105-2012. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем.
- [2] СТО 59012820.29.240.001-2011. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования: стандарт ОАО «СО ЕЭС» (утв. приказом ОАО «СО ЕЭС» от 19.04.2011, № 102).
- [3] Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.

# Влияние структуры блока обработки ретроспективной информации на показатели балансовой надежности

М.Ю. Чукреев

Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми НЦ УрО РАН  
Сыктывкар, Россия  
mchukreyev@gmail.com

Неотъемлемой частью при составлении перспективных балансов мощности и электроэнергии для территориальных зон (объединенные электроэнергетические системы (ЭЭС) – ОЭС, региональные ЭЭС – РЭС и т.п.) единой энергетической системы (ЕЭС) России является задача оценки показателей их надежности. Она требует большого объема вероятностной информации о работе генерирующего и сетевого оборудования (нормы аварийности, ремонтов и т.п.). При этом возникает необходимость большого объема вычислений, результаты которых надо структурировать и представлять пользователю в простом и наглядном виде. Это обстоятельство приводит к созданию блока обработки ретроспективной информации и созданию на ее основе входных данных для расчетного модуля программно-вычислительного комплекса оценки показателей балансовой надежности. Возможности созданного комплекса показаны на примерах оценки показателей балансовой надежности применительно к специально разработанной модели расчетной схемы ЕЭС России.

*Ключевые слова: надежность, показатели балансовой надежности, территориальная зона, модель генерирующей мощности, эквивалентирование.*

## Influence of the structure of retrospective data processing unit on the balance sheet indicators of reliability

Mikhail Chukreyev

Institute for social economic and energy problems of the north of RAS  
Syktyvkar, Russia  
mchukreyev@gmail.com

An integral part in the preparation of prospective balance of power and energy for the territorial areas of the Unified Energy System (UES) of Russia is the task of indicators to assess their reliability. It requires a large amount of information about the probability of generating and network equipment (rate of accidents, repairs, etc.). This raises the need for a large amount of computation, the results of which should be to structure and present the user with a simple and visual way. This leads to the creation of retrospective information processing unit and the creation on its basis of the input data for the design of the module software and computer system performance evaluation balance of reliability. Ability to create complex examples are shown in the balance sheet valuation indicators of reliability in relation to a specially designed model design scheme UES of Russia.

*Keywords: reliability, reliability indices, territorial zone, generating capacity model, equivalenting.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Вопросам разработки математических моделей исследования балансовой надежности многозонных (ранее многоузловых) ЭЭС при управлении их развитием посвящено достаточное число работ [1 – 6 и др.]. На обеспечение должного уровня балансовой надежности электроэнергетических систем (ЭЭС) при любом принципе управления электроэнергетикой страны в основном влияют следующие факторы и случайные события [1, 4]:

- генерирующие мощности и их структура в отдельных территориальных зонах;
- технологические уровни пропускных способностей и экономически обоснованные величины балансовых перетоков по системообразующим связям;

- ценовые показатели зон оптового рынка электроэнергии и мощности;
- плановые ремонты оборудования (текущие, средние и капитальные);
- графики изменения нагрузок энергоузлов в разрезе года и суток;
- снижение генерирующей мощности отдельных ЭЭС и пропускной способности системообразующих связей из-за аварийных повреждений агрегатов электростанций и линий электропередачи;
- нерегулярные колебания нагрузки и ошибки прогнозирования спроса потребителей.

Одним из основных факторов, влияющих на показатели балансовой надежности ЭЭС, являются вероятностные

характеристики располагаемой мощности. В течение расчетного периода времени происходят изменения генерирующей мощности из-за плановых и аварийных ремонтов основного оборудования, которые должны учитываться при определении показателей балансовой надежности ЭЭС.

Исходной вероятностно-определенной информацией в задаче оценки показателей балансовой надежности ЭЭС являются данные о показателях готовности (аварийности), нормах на проведение капитальных и текущих ремонтов. Эти показатели можно определить только в результате обработки ретроспективной информации о работе генераторов за достаточно большой промежуток времени (для репрезентативности результата – от трех и более лет). Ранее в СССР такая работа проводилась регулярно, а ее результаты были сведены в соответствующих справочниках [7]. В настоящее время таких работ не проводится, но имеется статистика в генерирующих компаниях о работе каждого генератора за последние несколько лет. Введение рыночных отношений привело к увеличению размерности расчетной схемы до 70-80 территориальных зон (зона, внутри которой нет ограничений по пропускной способности связей) вместо 6 в бывшем СССР, что привело к большему дроблению генерирующего оборудования, а соответственно – увеличению дифференцируемости генераторов. Это приводит к необходимости коррекции используемых ранее подходов к эквивалентированию генерирующего оборудования в модели генерирующей мощности.

## II. МОДЕЛЬ ГЕНЕРИРУЮЩЕЙ МОЩНОСТИ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ ЗОНЫ ЭЭС

Генерирующие агрегаты представляют собой сложный элемент ЭЭС; кроме полного отказа (прекращения выдачи мощности), они могут переходить в состояние частичного отказа, продолжая работать, но с пониженной мощностью. Кроме того, агрегаты могут периодически останавливаться для проведения плановых ремонтов. Наиболее важными характеристиками, необходимыми для модельного, вероятностного описания генерирующей части ЭЭС, являются показатели интенсивности отказа  $\lambda$  и восстановления  $\mu$ , а также полученные на их основе вероятности отказа  $q$  и работоспособного состояния  $p$  агрегатов.

Если предположить, что для описания процесса службы агрегата справедлива надежностная модель с двумя состояниями (отказ, работа), то вероятность отказа может быть определена выражением:

$$q = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \approx \frac{T_b}{T_n + T_b}, \quad (1)$$

где  $T_b$ ,  $T_n$  – соответственно число часов вынужденного простоя и работы агрегата.

Основу методики оценки показателей балансовой надежности как централизованной ЭЭС, так и многозонной, в которой централизованная ЭЭС является территориальной зоной, составляют вероятностные характеристики величин мощностей, находящихся в аварийном простое. Эти характеристики в работах [1, 2, 6, 8] были названы вероятностными рядами аварийного снижения генерирующей мощности.

В настоящее время нет каких-либо ограничений вычислительного характера для введения различного рода

упрощений [5, 8], поэтому их формирование заключается в последовательном разложении бинома:

$$(p_i + q_i)^{n_i}, \quad (2)$$

где  $n_i$  – число однотипных (однородных) агрегатов  $i$ -й группы.

Если централизованная ЭЭС (территориальная зона многозонной ЭЭС) состоит из  $m$  групп однотипных агрегатов с количеством агрегатов в каждой группе  $n_1, n_2, \dots, n_m$ , то вероятности различных состояний агрегатов, вызванных их аварийными выходами, могут быть получены из разложения биномиального выражения:

$$(p_1 + q_1)^{n_1} \cdot (p_2 + q_2)^{n_2} \cdot \dots \cdot (p_i + q_i)^{n_i} \cdot \dots \cdot (p_m + q_m)^{n_m} = 1. \quad (3)$$

Для определения вероятностей аварийного снижения генерирующей мощности централизованной (территориальной зоны) ЭЭС необходимо суммировать вероятности состояний, соответствующие одним и тем же значениям снижения генерирующей мощности при разложении биномиального выражения (3). Для упрощения вычислительного процесса необходимо заранее выбрать некоторую расчетную ступень мощности  $\varepsilon$ , например равную мощности наименьшего агрегата, чтобы единичные мощности  $\Delta G$  других агрегатов системы были кратны ей.

Процесс вычисления вероятностей аварийного снижения генерирующей мощности заключается в следующем. Для первой группы однотипных агрегатов системы определяются вероятности  $S_{j\Delta G}^{1a}$ ,  $j = 0, 1, 2, \dots, n_1$ , соответствующие безаварийной работе агрегатов ( $j = 0$ ) и аварийному выходу  $j$ -го числа агрегатов с единичной мощностью  $\Delta G$ . Члены ряда легко определяются рекуррентными выражениями:

$$\{S_{j\Delta G}^{1a}\} = \begin{cases} (1 - q_1)^{n_1} & \text{при } j = 0; \\ \frac{n_1 - j + 1}{j} \cdot \frac{q_1}{1 - q_1} \cdot S_{(j-1)\Delta G}^{1a} & \text{при } j = 1, 2, \dots, n_1. \end{cases} \quad (4)$$

Если централизованная (территориальная зона) ЭЭС включает в себя одну группу агрегатов, то ряды вероятностей аварийного снижения мощности  $\{S_{j\Delta G}^{1a}\}$  являются искомыми. В противном случае рассматривается вторая группа агрегатов ( $i = 2$ ), и для нее по выражению (4) вычисляются ряды вероятностей  $\{S_{j\Delta G}^{2a}\}$ . По единичной мощности агрегатов  $\Delta G$  рассматриваемых групп производится упорядочивание рядов вероятностей. Это достигается введением во вновь полученные ряды  $\{S_{j\Delta G}^{2a}\}$  нулевых значений вероятностей для уровней снижения мощности, которые оказываются меньше единичной мощности агрегатов предыдущей группы.

После упорядочивания рядов вероятностей для рассмотренных двух групп агрегатов производится их перемножение. В результате перемножения рядов вероятностей для двух групп агрегатов каждый вновь полученный член результирующего ряда характеризуется двумя показателями – вероятностью существования  $S$  и величиной мощности (нижний индекс у значения вероятности). Сумма нижних индексов характеризует состояние, соответствующее снижению генерирующей мощности в ЭЭС на



данную величину, а произведение вероятностей с одинаковым индексом снижения генерирующей мощности представляет собой результирующую вероятность этого состояния для рассмотренных двух групп агрегатов ЭЭС. Если число групп агрегатов в ЭЭС больше двух, то аналогично по выражению (4) производится вычисление ряда вероятностей для следующей, третьей группы. Затем производится его упорядочивание и перемножение с результирующим рядом вероятностей предыдущих двух групп. Такой процесс заканчивается, когда будут рассмотрены все  $m$  групп однотипных агрегатов системы.

Видно, что процесс вычисления рядов вероятностей аварийного снижения генерирующей мощности довольно легко алгоритмизируется. Тем не менее, их получение для реального состава генерирующего оборудования ЭЭС встречает некоторые трудности, связанные как с быстродействием, так и с объемом оперативной памяти ЭВМ.

### III. ЭКВИВАЛЕНТИРОВАНИЕ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

Для построения достаточно точных рядов вероятностей аварийного снижения генерирующей мощности [1] необходимо введение понятия ступени генерирующей мощности  $\epsilon$ , кратной всем единичным мощностям  $\Delta G$  агрегатов ЭЭС. Поэтому естественным упрощением построения рядов вероятностей является сведение реально существующего оборудования ЭЭС к некоторому «агрегированному», с единичной мощностью  $\Delta G$ , кратной заранее выбранной ступени мощности  $\epsilon$  и превышающей мощность наименьшего агрегата.

Двухэтапный процесс эквивалентирования состоит, во-первых, в построении линейки генерирующих мощностей с  $j$  количеством диапазонов, кратных заранее выбранному шагу  $\epsilon$ . Мощности в ней не привязываются к реальным мощностям генераторов системы ( $P_{эkj}$ ). Происходит агрегирование генераторов по диапазонам  $(i \cdot \epsilon - \epsilon/2) < i \cdot \epsilon \leq (i \cdot \epsilon + \epsilon/2)$ , где  $i$  изменяется от 1 до  $j$ . На втором шаге определяются показатели готовности, нормы на проведение капитальных и текущих ремонтов для генераторов одного типа. В ходе анализа было выявлено, что минимальное влияние на результирующие ряды вероятностей аварийного выхода агрегатов территориальных зон ЭЭС и, следовательно, на показатели их балансовой надежности достигается при агрегировании генераторов с разницей по аварийности в пределах 18 %. В процессе этого этапа нормы аварийности агрегатов формируются согласно формуле:

$$q_{эkj} = \frac{\sum_{i=1}^n q_i \cdot P_i}{P_{эkj}}, \quad (5)$$

где  $q_{эkj}$  – норма аварийности для выбранной эквивалентной мощности  $P_{эkj}$ ;  $q_i$  и  $P_i$  – нормы аварийности и мощности  $i$ -го агрегата, входящего в  $j$ -ю группу. Аналогично выполняется уточнение норм на проведение капитальных и текущих ремонтов.

### IV. СРАВНИТЕЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАЗЛИЧНЫХ СТРУКТУР БЛОКА ОБРАБОТКИ РЕТРОСПЕКТИВНОЙ ИНФОРМАЦИИ

Рассмотрим две разнородные по составу зоны. Первая имеет установленную мощность в 58 800 МВт и включает большой набор различного генерирующего оборудования

мощностью от 1,1 до 1 200 МВт. Вторая зона состоит по большей части из генераторов 200 – 420 МВт и малой мощности (10 – 80 МВт) с общей установленной мощностью 1 990 МВт.

На рис. 1 изображены функции снижения генерирующей мощности для первой зоны. Представлены варианты обработки исходного набора генерирующего оборудования с шагом  $\epsilon$  от 10 до 400 МВт. Видно, что при выбранном варианте эквивалентирования результаты очень близки. Если посмотреть на фрагмент «хвоста» функций вероятностей снижения генерирующей мощности, легко оценить погрешности, получаемые при моделировании случайных значений генерирующих мощностей при различном шаге агрегирования. При одинаковых величинах аварийного резерва мощности 5-6 % различия составляют 0 – 10 МВт и 100 – 150 МВт соответственно для шага в 10 и 400 МВт. Это оказывает влияние на показатели балансовой надежности ЭЭС, поэтому при практических расчетах, как правило, выбирают шаг, равный 50 МВт, который позволяет сохранить высокую точность расчета при незначительных временных затратах.

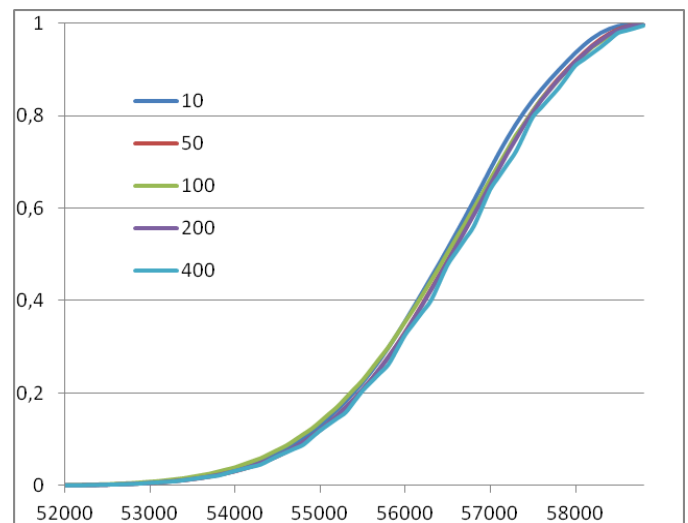


Рис. 1. Функция вероятности снижения генерирующей мощности

Рассмотрим сравнение используемого метода и метода двух моментов [2] при определении показателей балансовой надежности. В качестве величин, относительно которых производится сравнение, будем использовать интегральную вероятность появления дефицита мощности ( $J_d$ ) в системе. Следует заметить, что при расчетах для чистоты эксперимента двухзонная система рассчитывалась изолированно, а ошибка прогноза не учитывалась.

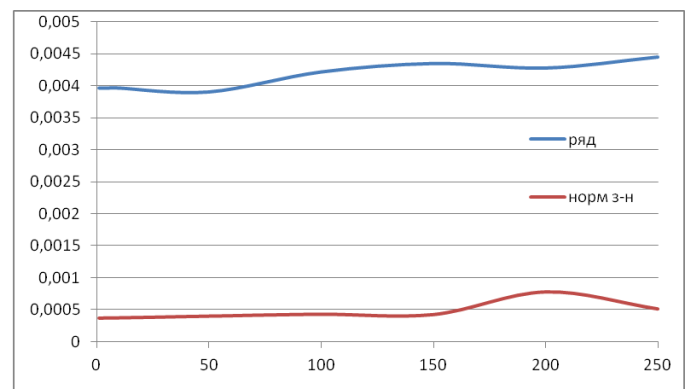


Рис. 2. Функция изменения  $J_d$  для первой системы

Для определения отклонений от исходного варианта рассчитывался показатель  $J_d$  при выбранном резерве в системе, обеспечивающем  $J_d$ , равную 0,004 в исходном варианте, на разных шагах мощности  $\epsilon$ . Результаты расчета представлены на рис. 2 для первой зоны (58 800 МВт) и на рис. 3 для второй (1 990 МВт).

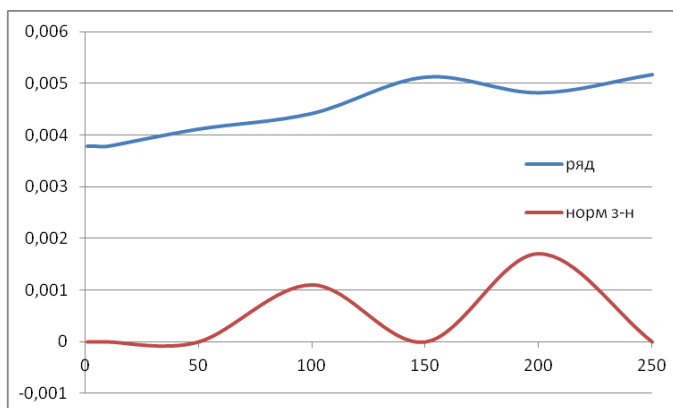


Рис. 3. Функция изменения  $J_d$  для второй системы

Величина отклонения от эталона для модели, основанной на построении ряда снижения генерирующей мощности, описанной в этой работе, не превышает 12 % для первой зоны при шаге мощности  $\epsilon$  в 400 МВт и около 1,5 % для шага 50 МВт. Во второй зоне погрешности заметно повышаются при росте шага и соответствуют 21 и 3,7 %. Это происходит по причине того, что в этом случае небольшой объем генерирующего оборудования в зоне приводит к распределению вероятностей снижения генерирующей мощности уже не по закону больших чисел, а становится близким к пуассоновскому. В случае использования метода двух моментов соответствующие показатели равны 56 и 8,4 % для крупной зоны, 107 и 13,2 % для второй зоны соответственно. Более того, резерв в системе, обеспечивающий  $J_d$ , равную 0,004, в этом случае необходимо уменьшить на 20 % для первой зоны и на 35 % для второй.

## V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Во время постоянного роста вычислительных мощностей электронно-вычислительной техники пренебрегать

повышением точности получаемого результата при минимальных дополнительных временных затратах не целесообразно. Одним из наиболее простых способов добиться повышения точности показателей балансовой надежности является улучшение алгоритма эквивалентирования генерирующего состава оборудования. Исследования показали, что при использовании приведенного выше метода обработки ретроспективной информации по генерирующему оборудованию падение точности определения показателей балансовой надежности относительно эталона при шаге мощности  $\epsilon$  до 100 МВт, наиболее оптимальном для задач планирования, не превышали 2,2 %. Метод двух моментов показывает результаты заметно худшие: ошибка достигала 11,3 %, что может уже заметно сказаться на конечных рекомендациях по желаемому резерву в той или иной зоне. Это доказывает необходимость использования в программно-вычислительных комплексах оценки показателей балансовой надежности максимально точных методов обработки ретроспективной информации. Представленный в этой работе метод нашел применение в ПБК ORION-M.

## Список литературы

- [1] Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. Надежность систем энергетики. – М.: Наука, 1986. – 252 с.
- [2] Маркович И.М. Режимы энергетических систем. – М.: Энергия, 1969. – 51 с.
- [3] Эндрени Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах: Пер. с англ./Под ред. Ю.Н. Руденко. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.
- [4] Чукреев Ю.Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. – Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1995. – 176 с.
- [5] Обоскалов В.П. Надежность обеспечения баланса мощности электроэнергетических систем. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2002. – 210 с.
- [6] Billinton R., Ronald N., Allan R.N. Reliability Evaluation of Power Systems. – Springer, New Delhi, 2006. – 536 p.
- [7] Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
- [8] Волков Г.А. Оптимизация надежности электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1986. – 117 с.

# Анализ статической устойчивости с использованием квадратичной целевой функции при учете ограничений в форме равенства

Г.С. Шабалин, А.В. Паздерин, П.В. Чусовитин, Э.Г. Балах  
ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»  
Екатеринбург, Россия  
g.s.shabalin@urfu.ru

Задача поиска ближайшего предельного режима важна для оценки аperiodической статической устойчивости энергосистемы. На данном этапе в отрасли нашел широкое применение метод утяжеления для поиска ближайшего предельного режима. Однако этот метод зависим от экспертной оценки, требует большого количества вычислений. Поэтому активно развиваются прямые методы оценки запаса по статической устойчивости. Авторским коллективом предлагается использование квадратичной целевой функции, состоящей из суммы квадратов невязок уравнений узловых напряжений, для поиска ближайшего предельного режима.

Данная работа представляет собой развитие исследований по поиску ближайшего предельного режима с учетом ограничений в форме равенства. Основным ограничением в форме равенства в задаче поиска запаса по аperiodической статической устойчивости является условие постоянства коэффициента мощности нагрузки. Для учета данного фактора предлагается использовать метод Лагранжа. Сходимость итерационного процесса к экстремуму целевой функции, соответствующему ближайшему предельному режиму, достигается за счет использования модифицированного обобщенного метода Ньютона.

В ходе работы произведены тестовые расчеты по поиску ближайших предельных режимов на примере схем «узел  $PQ$  – шины бесконечной мощности  $2PQ$ -узла – шины бесконечной мощности». Разработанные целевая функция и алгоритм поиска предельного режима на ее основе позволяют точно определить запас по аperiodической статической устойчивости с учетом ограничений в форме равенства. Данный алгоритм, реализованный в программном комплексе, может быть использован для модернизации системы мониторинга запасов устойчивости, при определении допустимых перетоков по контролируемым сечениям.

*Ключевые слова: статическая устойчивость, определение запаса по устойчивости, предельный режим электроэнергетической системы, ограничение в форме равенства.*

## Voltage stability analysis using quadratic objective function taking into account equality constraints

G.S. Shabalin, A. V. Pazderin, P.V. Chusovitin, E. G. Balakh  
Ural Federal University n. a. the first President of Russia B.N. Yeltsin  
Ekaterinburg, Russia  
g.s.shabalin@urfu.ru

Calculation of power system maximum loading condition is necessary for evaluation of minimum security margin. At this stage, continuation method has been widely used in the industry to evaluate maximum loading condition. However, this method is dependent on the expert evaluations, it requires a large amount of computation. Therefore, direct methods are actively developed for static stability margin assessment. The author group proposes quadratic objective function, consisting the squared residuals sum of node voltage equations to evaluate maximum loading condition.

The paper presents the development of research on finding the maximum loading conditions to account for equality constraints. The main equality constraints in the problem of minimum security margin evaluation are conditions of constant load power factor. The Lagrange method is used to account for constant load power factor. The convergence of the iterative process to the objective function extremum corresponding maximum loading condition is achieved by using a modified Newton's method.

Test calculations are made to evaluate maximum loading condition on example of  $PQ$  bus - the infinite bus system,  $2PQ$  buses - infinite bus system, taking into account power factors of load nodes. Designed objective function and algorithm of power system

maximum loading condition estimation allow to identify accurately the stability margin taking into account equality constraints. This algorithm is implemented in the software package. Algorithm can be used for development of new software for monitoring system security margin and for determining the allowable power flows on the certain sections.

*Keywords: steady-state stability, determination of the security margin, power system maximum loading condition, equality constraints.*

## I. ВВЕДЕНИЕ

Функционирование современной интеллектуальной электроэнергетической системы невозможно без выполнения требований по качеству и надежности. Одним из основных показателей надежности энергосистемы является обеспечение нормативных запасов по статической устойчивости в нормальных и послеаварийных режимах. Определение ближайших предельных режимов необходимо для оценки запаса по статической устойчивости. Величина запаса – основной критерий, применяемый Системными операторами разных стран для оценки устойчивости энергосистемы и определения управляющих воздействий для ее обеспечения (при необходимости). При этом величина запаса контролируется только в заранее определенных сечениях.

Существуют различные методы поиска ближайшего предельного режима, которые можно разделить на две группы. Первая группа – это прямые методы. Они заключаются в решении оптимизационных задач и нахождении экстремумов целевых функций [1]. Вторая группа – это методы утяжеления и их различные модификации [2 – 5]. Равнозначность оптимизационных методов и методов утяжеления показана в [6]. Методы утяжеления широко используются для анализа статической устойчивости в режиме офлайн (в том числе и в России), но их вычислительные алгоритмы слишком затратны с точки зрения используемого времени, для того чтобы применяться в режиме онлайн. Такие методы позволяют контролировать запас лишь в заранее выбранных сечениях. Основными проблемами при реализации существующих прямых методов являются проблемы выбора начальных приближений и обеспечения надежной сходимости к искомому предельному режиму [7]. Авторским коллективом предлагается использовать сумму квадратов невязок узловых напряжений в качестве целевой функции и модифицированный обобщенный метод Ньютона решения задачи поиска ближайшего предельного режима [8 – 11]. Однако в представленных ранее работах не учитывались не только ограничения в форме неравенств (в первую очередь – по генерации реактивной мощности на электрических станциях), но и в форме равенства (в первую очередь – постоянство коэффициентов мощности в узлах нагрузки).

## II. УЧЕТ ОГРАНИЧЕНИЙ В ФОРМЕ РАВЕНСТВА ПРИ ПОИСКЕ БЛИЖАЙШЕГО ПРЕДЕЛЬНОГО РЕЖИМА

Соответствие найденного предельного режима реальной электроэнергетической системе не может быть обеспечено без учета ее реальных особенностей, которые моделируются с помощью ограничений в форме равенств и неравенств. Ограничения в форме неравенства обусловлены в первую очередь допустимым диапазоном

реактивной мощности на электростанциях, а также максимально допустимым током в линиях. Основное ограничение в форме равенства – это постоянство коэффициентов мощности в нагрузочных узлах. Оно основано на допущении о постоянстве характера и состава нагрузки в узлах при ее увеличении относительно исходного режима.

Без учета ограничения в форме равенства целевая функция, позволяющая определить запас по аperiodической статической устойчивости, может быть представлена следующим образом:

$$\Phi = F(x, y)^T \cdot F(x, y), \quad (1)$$

где  $F(x, y)$  – вектор невязок уравнений узловых напряжений (УУН), в который входят невязки по активной мощности для всех узлов (кроме балансирующего) и по реактивной мощности для нагрузочных;  $x$  – вектор искомых переменных (действующее значение и угол напряжения);  $y$  – вектор переменных, которые были заданы (напряжение PV-узлов, узловые мощности).

Для учета постоянства коэффициента мощности предлагается исключить из вектора невязок УУН все невязки по реактивной мощности, при этом для каждого PQ-узла добавить в целевую функцию следующее ограничение:

$$L_i = \lambda_i \cdot (P_i \cdot \operatorname{tg} \varphi_i - Q_i), \quad (2)$$

где  $L_i$  – ограничение для фиксации коэффициента мощности  $i$ -го узла PQ;  $Q_i$  – расчетное значение реактивной мощности в  $i$ -м узле согласно УУН, соответствующее рассматриваемым значениям напряжений;  $P_i$  – расчетное значение активной мощности в  $i$ -м узле согласно УУН, соответствующее рассматриваемым значениям напряжений;  $\operatorname{tg} \varphi_i$  – постоянное значение тангенса нагрузки для  $i$ -го узла;  $\lambda_i$  – коэффициент Лагранжа для  $i$ -го ограничения, является одной из переменных.

С учетом (1) и (2) оптимизируемое выражение преобразуется в следующую форму:

$$L = F(x, y)_r^T \cdot F(x, y)_r + \sum L_i, \quad (3)$$

где  $F(x, y)_r$  – вектор невязок уравнений узловых напряжений (УУН), в который входят невязки по активной мощности для всех узлов (кроме балансирующего). На рис. 1 представлена схема простейшей электроэнергетической системы PQ-узел – шины бесконечной мощности (ШБМ).

При заданных напряжении системы 220 кВ, нагрузке в начальном режиме  $100 + j50$  и сопротивлении связи  $1 + j5$  Ом были построены совмещенные область существования режима и оптимизируемая функции  $L$  (с учетом значения множителя Лагранжа по итогам последнего шага расчета). Кроме того, с использованием программного комплекса RastrWIN построена угловая характеристика для данной энергосистемы (строилась с фиксацией коэффициента мощности нагрузки). Данные графики представлены на рис. 2. Из него легко увидеть, что экстремум рассматриваемой функции соответствует максимальной мощности нагрузочного узла, при этом ограничение в форме равенства выполняется.

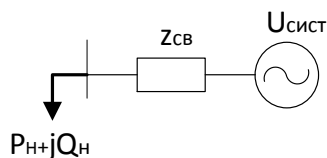


Рис. 1. Система «PQ-узел – ШБМ»

В [9 – 11] рассказывается об итерационной процедуре для поиска ближайшего предельного режима с помощью модификации метода Ньютона. Модификация заключается в контроле величины и направления шага итерационной процедуры. Величина шага контролируется по абсолютной либо относительной величине, направление определяется с помощью значения Гессiana. Процедура контроля величины шага остается актуальной и для поиска экстремума целевой функции с учетом ограничений в форме равенства.

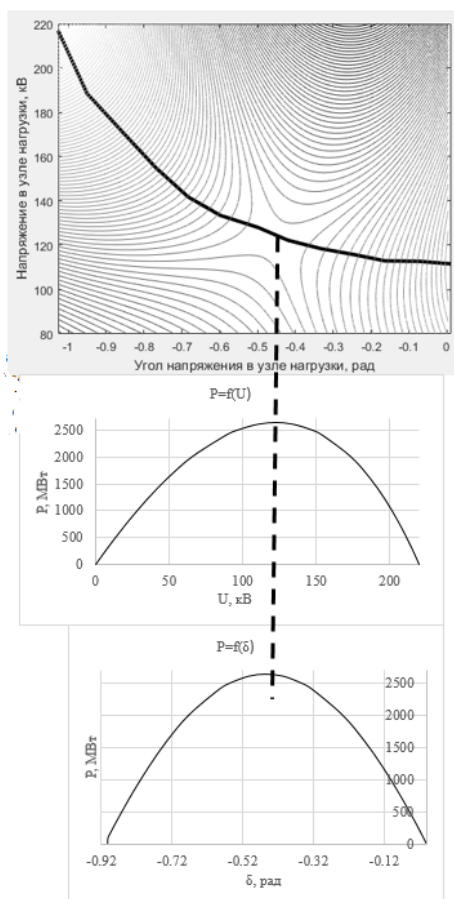


Рис. 2. Целевая функция  $L$  для системы «PQ-узел – ШБМ»

Использование Гессiana функции  $L$  для контроля направления не приводит к желаемым результатам, так как он не характеризует близость границы области существования режима и область притяжения к экстремуму из-за значительного влияния составляющей, зависящей от значения множителей Лагранжа. Поэтому для контроля направления используется Гессиаи целевой функции  $\Phi$ .

Работоспособность предлагаемого подхода для решения задачи поиска ближайшего предельного режима можно продемонстрировать с помощью расчетного примера на трехузловой схеме «2 PQ-узла – ШБМ» (представлена на рис. 3).

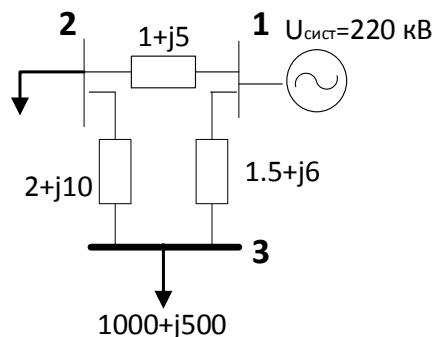


Рис. 3. Система «2 PQ-узла – ШБМ»

Для данной схемы выполнены расчеты с помощью представляемого подхода, а также традиционным методом утяжеления пропорционально исходной нагрузке. Согласно предлагаемому алгоритму, ближайший предельный режим достигается при  $P_2 = 1\,423,545$  МВт и  $P_3 = 2\,722,12$  МВт (с зафиксированными коэффициентами мощности нагрузки узлов 2 и 3). Традиционный метод (применение утяжеления в программном комплексе RastrWIN) указывает на то, что «ближайший» предельный режим будет достигаться при  $P_2 = 2\,403,1$  МВт,  $P_3 = 2\,403,1$  МВт.

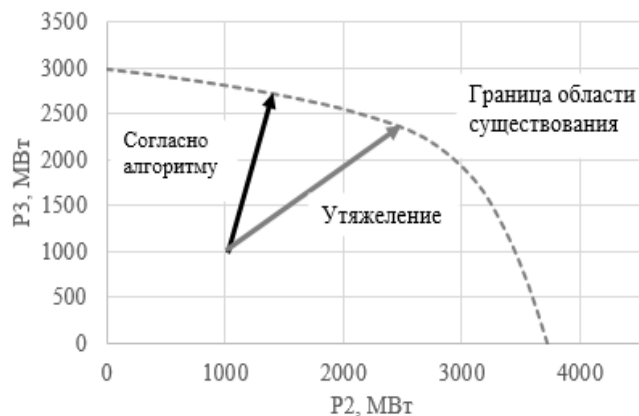


Рис. 4. Сравнение расстояний от текущей точки режима до границы области существования режима

Таким образом, расчеты, проводимые с помощью квадратичной целевой функции с учетом ограничений в форме равенства коэффициентов мощности нагрузки, позволяют определить более близкий предельный режим по сравнению с традиционным методом. Расстояние в евклидовой метрике от точки исходного режима до границы области существования режима в координатах

узловых активных мощностей, рассчитанное с помощью утяжеления, составляет примерно  $3,94 \text{ МВт}^2$ , а с помощью разработанного алгоритма –  $3,15 \text{ МВт}^2$ . Графическая интерпретация результатов представлена на рис. 4. Граница области существования режима построена с помощью утяжеления в ПК RastrWIN. Причем важно отметить, что для всех тестовых расчетов итоговые значения множителей Лагранжа были отрицательными (для всех примеров начальные приближения множителей Лагранжа принимались равными 100).

### III. ВЫВОДЫ

Решение задачи поиска ближайшего предельного режима в перспективе должно обеспечить повышение эффективности использования пропускной способности сети, позволить оптимизировать величины и места приложения управляющих воздействий для обеспечения требуемых коэффициентов по запасу с точки зрения статической устойчивости.

В ходе поиска ближайшего предельного режима на моделях различных электроэнергетических систем выполнено тестирование предлагаемого подхода с учетом постоянства коэффициента мощности в нагрузочных узлах. Полученные результаты продемонстрировали применимость разработанного алгоритма, при этом были определены направления для дальнейших исследований. В первую очередь необходимо провести тестирование предлагаемого алгоритма на схемах энергосистем с большим числом узлов, причем в схеме обязательно должны присутствовать несколько генераторных узлов. Кроме того, необходимо провести исследования для определения смыслового значения величины множителя Лагранжа. Проведенные исследования позволяют в качестве гипотезы выдвинуть идею, что множитель Лагранжа характеризует важность ограничения, а именно – значимость конкретного узла при поиске ближайшего предельного режима. Также дальнейшее развитие представленного подхода должно включать в себя реализацию учета ограничения в форме равенства для создания универсального алгоритма оценки ближайшего предельного режима, перетока по контролируемым сечениям.

### Список литературы

- [1] Canizares C.A. Calculating optimal system parameters to maximize the distance to saddle-node bifurcation // IEEE Transactions on Circuits and Systems. Fundamental Theory and Applications. – 1998. – Vol. 45(3).
- [2] Ajarapu V., Christy C. The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis // IEEE Transactions on Power Systems. – 1992. – Vol. 7(1). – P. 416–423.
- [3] Razmi H., Shayanfar H.A., Teshnehlab M. Steady state voltage stability with AVR voltage constraints // Electrical Power and Energy Systems. – 2012. – № 43. – P. 650–659.
- [4] Hongjie J., Xiaodan Y., Xiaodong C. Impact of the exciter voltage limit on small signal stability region of a three-bus power system // Electrical Power and Energy Systems. – 2011. – № 33. – P. 1598–1607.
- [5] Azadani E.N., Canizares C.A., Bhattacharya K. Modeling and stability analysis of distributed generation // IEEE Power and Energy Society General Meeting. – San Diego: IEEE, 2012. – P. 1–8.
- [6] Avalos R.J., Canizares C.A., Milano F., Conejo A.J. Equivalency of continuation and optimization methods to determine saddle-node and limit-induced bifurcations in power systems // IEEE Transactions on Circuits and Systems – Regular Papers. – 2009. – Vol. 56(1). – P. 210–223.
- [7] Milano F. Power System Modeling and Scripting, Power Systems. – Springer, 2009. – 556 p.
- [8] Паздерин А.В., Чусовитин П.В., Шабалин Г.С., Юфев С.В. Определение запасов устойчивости и управляющих воздействий для обеспечения статической устойчивости в задаче противоаварийного управления на основе обобщенного метода Ньютона // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: Сб. докл. 5-й Междунар. науч.-техн. конф. СИГРЭ. – Сочи, 2015. – С. 2.1–9.
- [9] Pazderin A.V., Yuferev S.V. Combined newton's method for power flow calculation // 6<sup>th</sup> IASTED Asian Conference on Power and Energy Systems (AsiaPES 2013). – IASTED, 2013. – P. 104–107.
- [10] Шабалин Г.С., Паздерин А.В., Чусовитин П.В., Банных П.Ю., Ташилин В.А. Анализ статической устойчивости с использованием квадратичной целевой функции и обобщенного метода Ньютона // Электроэнергетика глазами молодежи: Сб. докл. 6-й Междунар. науч.-техн. конф. – Иваново, 2015. – Т. 1. – С. 249–254.
- [11] Chusovitin P.V., Pazderin A.V., Shabalin G.S., Tashchilin V.A., Bannykh P.Y. Voltage stability analysis using Newton method // IEEE Eindhoven PowerTech (PowerTech 2015). – IEEE, 2015. – P. 1–7.

# Оценка несинусоидальности напряжения с помощью гармонического метода

А.С. Щепотин

ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет “МЭИ”»  
Москва, Россия  
cfifshchepotin94@rambler.ru

Потребители электроэнергии с нелинейными режимами потребления вызывают искажение формы напряжения в электрической сети. В ГОСТ 32144-2013 нормируется уровень гармонических составляющих и коэффициента несинусоидальности.

Для оценки несинусоидальности напряжения существуют различные методы расчетов, такие как классический во временной области, операторный, аналитический интегральный, гармонический. Последний из перечисленных теоретически мог бы применяться для инженерных расчетов в разветвленных электрических сетях. Интеграция с методами, в которых используются обобщенные параметры сети, позволили бы проводить оценку искажения формы напряжения для сетей большой сложности. На данный момент требуется дальнейшее изучение гармонического метода и его уточнение. В статье представлены результаты расчетов с помощью данного метода и их сравнение с результатами, полученными при моделировании в имитационной среде MatLab Simulink.

*Ключевые слова: несинусоидальность, искажение формы кривой напряжения, гармонический метод, обобщенные параметры сети.*

## Evaluation of nonsinusoidal voltage using the harmonic method

Alexander Shchepotin

Moscow Power Engineering Institute  
Moscow, Russian Federation  
cfifshchepotin94@rambler.ru

Electricity consumers with nonlinear modes of consumption distort the voltage waveform in the electrical grid. The standard GOST 32144-2013 normalized level of harmonic components and nonsinusoidal factor.

To evaluate the nonsinusoidal voltage, there are various methods of calculation, such as the classical time domain operator, analytic integral, harmonic. The last of these could theoretically be used for engineering calculations in branched electrical grids. Integration with methods that use the generalized network parameters would allow to evaluate waveform distortion for large networks complexity. At the moment it requires further study of the harmonic method and its refinement. The article presents the results of calculations by this method and their comparison with the results obtained in modeling in the simulation environment MatLab Simulink.

*Keywords: nonsinusoidality, distortion of the voltage waveform, harmonic method, generalized network parameters.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Под термином «качество электрической энергии» понимается степень соответствия параметров электроэнергии их установленным значениям. На данный момент в России документом, регламентирующим параметры электроэнергии, является ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Одним из параметров является несинусоидальность напряжения, которая нормируется по уровню коэффициентов гармонических составляющих напряжения и суммарному коэффициенту гармонических составляющих.

Превышение пределов указанных показателей приводит к неблагоприятным последствиям, таким как увеличе-

ние потерь электроэнергии, сбои в технологических процессах, снижение уровня надежности работы электрооборудования. Ущерб несет все участники рынка электроэнергии, в том числе и сетевая организация. Несинусоидальные режимы отрицательно воздействуют на функционирование силового оборудования, систем релейной защиты и телемеханики, приборов контроля и учета электроэнергии. Наиболее ощутимое влияние высшие гармоники оказывают на работу батарей конденсаторов, которые в условиях несинусоидального напряжения в ряде случаев быстро выходят из строя в результате вспучиваний и взрывов [1]. Также при наличии высокого уровня высших гармоник ускоряется старение изоляции кабелей. Искажение формы кривой напряжения заметно сказывается на возникновении и протекании ионизационных процессов в изоляции электрических машин и трансформаторов [1].



Таким образом, крайне актуально уже на стадии проектирования предварительно оценить уровни гармонических составляющих и принять необходимые меры. Рациональность принятия этих мер также может быть обусловлена улучшением технико-экономических показателей работы элементов электрических сетей и электроприемников, что рекомендуется подтверждать с помощью экономической оценки.

## II. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ НЕСИНУСОИДАЛЬНОСТИ НАПРЯЖЕНИЯ

Методы оценки несинусоидальности принципиально можно разделить следующим образом: классический во временной области, операторный, интегральный и гармонический. Каждый из них обладает своими достоинствами и недостатками.

### A. Классический метод во временной области

Наиболее точный, но при этом достаточно сложный для расчетов, классический метод позволяет оценить несинусоидальность напряжения для небольших систем. Для этого необходимо составить дифференциальные уравнения с учетом всех элементов, изменяющих форму кривой, и решить их. Полученное выражение будет описывать искаженную из-за нелинейных элементов кривую напряжения. Коэффициент искажения определяется как отношение действующего значения основной гармоники к действующему значению всей кривой:

$$K_n = \frac{A_1}{A} \cdot 100 \% \quad (1)$$

Для синусоиды  $K_n = 1$ .

### B. Операторный метод

Решение дифференциальных уравнений наиболее удобно проводить с помощью операторного метода. Действительная функция (оригинал) с помощью преобразований Лапласа преобразуется в комплексную функцию (изображение). Дифференциальные уравнения заменяются алгебраическими, которые решаются значительно проще. После получения решения необходимо совершить обратное преобразование Лапласа, переводящее изображение в оригинал. Итогом будут являться функции, описывающие кривые напряжений узлах.

Несмотря на то, что самые распространенные преобразования Лапласа известны, могут возникать трудности с осуществлением переходов. Поэтому метод далеко не всегда удобен.

### C. Аналитический интегральный метод

Несинусоидальность кривой напряжения можно также оценить с помощью аналитического интегрального метода. Его суть заключается в интегрировании составленных дифференциальных уравнений. Найти решение при данном подходе также зачастую бывает достаточно трудно. Поэтому данный метод для инженерных расчетов, как правило, не используется.

### D. Гармонический метод

Данный метод широко применяется для решения задач оценки несинусоидальности.

Известно, что любую несинусоидальную периодическую функцию  $f(\omega t)$  с периодом  $2p$ , удовлетворяющую условию Дирихле, можно представить в виде суммы постоянной величины и бесконечного ряда синусоидальных величин с кратными частотами. Такие синусоидальные составляющие называются гармониками.

Согласно теореме Фурье, мгновенное значение функции  $f(\omega t)$  может быть представлено тригонометрическим рядом:

$$f(\omega t) = A_0 + \sum_{v=1}^n (a_v \cos(v\omega t) + b_v \sin(v\omega t)), \quad (2)$$

где  $A_0$  – постоянная составляющая;  $v$  – номер гармоники;  $a, b$  – коэффициенты ряда Фурье;  $n$  – номер последней из учитываемых гармоник.

Независящие от времени величины  $a_0, a_v, b_v$  определяют вклад (амплитуду) каждой гармоники и называются коэффициентами Фурье. Амплитуда гармоники  $a_n$  выражается через коэффициенты Фурье  $a_v$  и  $b_v$ :

$$\alpha_v = \sqrt{a_v^2 + b_v^2}. \quad (3)$$

Совокупность этих гармоник образует спектр функции  $f(t)$ . Под спектром часто понимают зависимость амплитуды гармоники  $\alpha_v$  от ее частоты  $v\omega$ .

С помощью данного метода можно проводить оценку несинусоидальности для сетей большой сложности.

## III. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ НЕСИНУСОИДАЛЬНОСТИ НАПРЯЖЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ГАРМОНИЧЕСКОГО МЕТОДА

Принцип оценки искажения формы кривой напряжения с помощью гармонического метода заключается в проведении серии расчетов по каждой гармонике в отдельности, после чего рассчитываются гармонические составляющие и суммарный коэффициент гармонических составляющих.

Исследование режимов работы электроприемников позволило экспериментально получить расчетные формулы для оценки несинусоидальности. Так, выпрямительные установки замещаются эквивалентными схемами с источником э.д.с.  $E_v$  [2]:

$$E_v = k_{np} \cdot \frac{S_{T_v}}{S_{к.з}} \cdot \frac{v \cdot K_v}{1 - v \cdot K_v}, \quad (4)$$

где  $v$  – номер гармоники;  $k_{np}$  – коэффициент загрузки преобразователя;  $S_{T_v}$  – расчетная мощность тяговой подстанции;  $S_{к.з}$  – мощность короткого замыкания на шинах 10 кВ выпрямительной подстанции;  $K_v$  – коэффициенты пропорциональности, которые определяются режимом работы выпрямителей и имеют определенные значения на каждой из частот.

Нахождение коэффициентов  $K_v$  напрямую влияет на точность результатов расчета, поэтому их определение является первоочередной задачей в данном методе.

Далее необходимо рассчитать сопротивления на каждой частоте:

$$r_v = r_1; \quad x_{l,v} = x_{l,1} \cdot v; \quad x_{c,v} = x_{c,1} / v. \quad (5)$$

Следует отметить, что все элементы сети в схему замещения необходимо вводить сопротивлениями, в том числе нагрузки, БСК и поперечные ёмкости линий. Сопротивление обобщённой нагрузки мощностью  $S_H$  определяется в соответствии с ее сопротивлением в схеме обратной последовательности [2]:

$$Z_H = (0,18 + jv \cdot 0,24) \frac{U_H^2}{S_H}. \quad (6)$$

Согласно [2], внутреннее сопротивление источника гармоник следует вычислять следующим образом:

$$X_{вн,v} = X_{k,v} \cdot \frac{v \cdot K_v}{1 - v \cdot K_v}, \quad (7)$$

где  $X_{k,v}$  – сопротивление контура коммутации для  $v$ -й гармоники.

Сопротивление контура коммутации  $X_{k,v}$  является обратным значением от первого диагонального элемента матрицы собственных и взаимных проводимостей  $Y_{ijv}$ . При определении матрицы  $Y_{ijv}$  базисным принимается узел, для которого определяется сопротивление контура коммутации. Ветвь, инцидентная базисному узлу, нумеруется как первая. Последующая нумерация узлов и ветвей произвольна и не влияет на результат расчета.

После этого отдельно рассчитываются напряжения каждой гармоники любым подходящим методом, например с помощью обобщенных параметров сети. Для этого необходимо составить схему замещения сети, расчетный граф, пронумеровать все его ветви и узлы, а также указать направление ветвей.

Напряжения в узлах на каждой гармонике рассчитываются следующим образом [3]:

$$U_{\Delta v} = Z_{yv} \cdot J_v + D_v \cdot E_v, \quad (8)$$

где для  $v$ -й гармоники  $Z_{yv}$  – матрица узловых сопротивлений;  $J_v$  – матрица задающих токов;  $D_v$  – матрица распределения напряжения;  $E_v$  – матрица задающих э.д.с., которая показывает, в каких узлах расположены источники э.д.с.

При расчете гармоническим методом источники искажений представляются источниками э.д.с., поэтому:

$$U_{\Delta v} = D_v \cdot E_v, \quad (9)$$

Матрица  $D_v$  вычисляется следующим образом [3]:

$$D_v = -\left(Y_{yv}\right)^{-1} \cdot M \cdot Y_{bv}, \quad (10)$$

где для  $v$ -й гармоники  $Y_{bv}$  – матрица проводимостей ветвей, в которой диагональные элементы равны проводимостям соответствующих ветвей, а недиагональные элементы равны нулю;  $M$  – первая матрица инциденции;  $Y_{yv}$  – матрица узловых проводимостей, вычисляемая следующим образом [3]:

$$Y_{yv} = M \cdot Y_{bv} \cdot M^T, \quad (11)$$

где  $M^T$  – транспонированная первая матрица инциденции.

Таким образом, расчет напряжений в узлах в данном случае можно свести к следующей расчетной формуле:

$$U_{\Delta v} = -\left(M \cdot Y_{bv} \cdot M^T\right)^{-1} \cdot M \cdot Y_{bv} \cdot E_v. \quad (12)$$

После получения напряжений во всех узлах на каждой гармонике необходимо оценить нормируемые параметры, то есть провести расчет коэффициента гармонических составляющих напряжения по (13) и суммарного коэффициента гармонических составляющих (коэффициента несинусоидальности) по (14):

$$k_v = \frac{U_v}{U_1} \cdot 100 \% \approx \frac{U_v}{U_{НОМ}} \cdot 100 \% ; \quad (13)$$

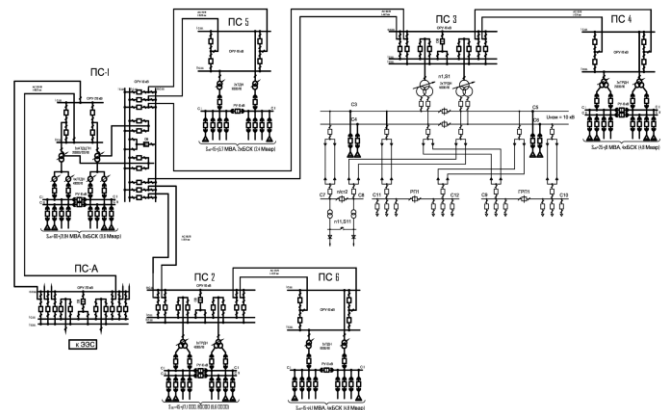
$$K_{НС} = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^n U_v^2}}{U_1} \cdot 100 \% \approx \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^n U_v^2}}{U_{НОМ}} \cdot 100 \% , \quad (14)$$

где  $n$  – последняя из учитываемых гармоник; согласно ГОСТ 32144-2013  $n = 40$ .

Полученные результаты следует сравнить с нормируемыми уровнями помехоустойчивости и помеховосприимчивости, которые приведены в табл. 1 – 5 раздела 4.2.4 ГОСТ 32144-2013.

#### IV. РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ НЕСИНУСОИДАЛЬНОСТИ ГАРМОНИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

По приведенной выше методике была проведена оценка несинусоидальности в районной электрической сети, где на одной из подстанций (ПС № 3) была подключена нелинейная нагрузка – шестипульсные выпрямительные установки электротяговой подстанции городского транспорта. Однолинейная схема сети представлена на рисунке.



Однолинейная схема сети

Коэффициенты пропорциональности, используемые в (4) и (7), приняты согласно [2] и представлены в табл. I.

Таблица I. Коэффициенты пропорциональности

$v$	5	7	11	13
$K_v$	0,130	0,084	0,052	0,035

Из-за отсутствия данных о коэффициентах пропорциональности  $K_v$  были рассчитаны коэффициенты гармонических составляющих только для 5, 7, 11 и 13 гармоник, которые вносят, как правило, наибольший вклад в суммарный коэффициент гармонических составляющих. Резуль-

таты расчетов для узлов присоединения нагрузки приведены в табл. II.

Таблица II. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ГАРМОНИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

№ гармоники	Коэффициент гармонических составляющих, %							
	<i>n/c m 2</i>	<i>РП</i>	<i>ГРП</i>	<i>ПС № 1</i>	<i>ПС № 2</i>	<i>ПС № 4</i>	<i>ПС № 5</i>	<i>ПС № 6</i>
5	2,6	2,5	1,4	0,7	0,8	1,2	0,7	1,0
7	2,2	2,1	0,8	0,4	1,6	0,6	0,5	2,8
11	<u>8,0</u>	<u>8,6</u>	<u>2,9</u>	1,3	0,7	1,6	<u>3,6</u>	0,2
13	1,2	1,1	0,45	0,2	0,2	0,4	0,2	0,2
$K_{ис}, \%$	<u>8,8</u>	<u>9,3</u>	3,3	1,5	1,9	2,1	3,7	3,0

В табл. II подчеркнуты превышения допустимых значений, установленных в ГОСТе. Доминирующая гармоника – 11-я.

Согласно [4], при шестипульсной схеме выпрямления основными являются 5 и 7-я гармоники. Однако в [5] указано, что при больших мощностях нагрузки электроотяговых подстанций (3 – 6 МВт), присоединенных к одной секции шин, при наличии в сети конденсаторов возможно возникновение резонансных явлений на частотах, соответствующих 11 – 13 гармоникам. При этом приходится применять меры по снижению гармоник и расстройке резонансных контуров. При расчете активная мощность тяговой подстанции составляла 6,2 МВт на шину, а на шинах 10 кВ всех подстанций установлены БСК. Поэтому большие значения коэффициентов гармонических составляющих на 11-й гармонике могут быть вызваны резонансными явлениями.

Для сравнения была проведена оценка несинусоидальности с помощью моделирования в имитационной среде MatLab Simulink, где расчеты проводятся методом, близким к классическому, то есть наиболее точно. При этом пассивные элементы были введены теми же параметрами схемы замещения, что и при расчете гармоническим методом. Блок подстанции № 3 также был дополнен системой электроснабжения, содержащей нелинейную нагрузку – шестипульсные выпрямители.

С помощью встроенной в Simulink функции быстрого преобразования Фурье кривые напряжений были разложены в гармонические ряды. Результаты представлены в табл. III.

## V. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ И ВЫВОДЫ

Результаты расчетов с помощью гармонического метода и моделирования в MatLab Simulink имеют значительные расхождения, причем разнонаправленные. При этом моделирование в Simulink, в отличие от гармонического метода, не выявило превышений гармонических составляющих на 11-й гармонике. Основной вклад вносят 5 и 7-я гармоники.

Таблица III. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ В MATLAB SIMULINK

№ гармоники	Коэффициент гармонических составляющих, %							
	<i>n/c m 2</i>	<i>РП</i>	<i>ГРП</i>	<i>ПС № 1</i>	<i>ПС № 2</i>	<i>ПС № 4</i>	<i>ПС № 5</i>	<i>ПС № 6</i>
5	<u>4,71</u>	<u>4,25</u>	3,18	1,06	1,4	3,80	1,07	3,30
7	<u>3,61</u>	<u>3,41</u>	<u>3,04</u>	0,83	1,24	<u>3,50</u>	0,96	2,63
11	0,21	0,15	1,02	0,12	0,27	0,26	0,17	0,17
13	1,30	1,22	1,67	0,06	0,14	0,09	0,08	0,06
17	0,29	0,45	0,21	0,05	0,09	0,03	0,06	0,02
19	0,14	0,29	0,10	0,05	0,09	0,02	0,06	0,02
23	0,05	0,11	0,02	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00
> 23	< 0,05	< 0,08	< 0,02	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01
$K_{ис}, \%$	<u>6,35</u>	<u>5,62</u>	4,84	1,36	1,90	<u>5,17</u>	1,45	4,23

Подводя итог, следует отметить, что гармонический метод имеет существенный недостаток – наличие сложно определяемых коэффициентов, которые напрямую влияют на точность расчета. Однако не менее важны и достоинства данного метода:

- отсутствие необходимости решения сложных дифференциальных уравнений, описывающих нелинейные процессы в сети;
- возможность достаточно быстрого решения задачи для сетей большой сложности;
- возможность оценки несинусоидальности при вероятностной постановке задачи при представлении нагрузки соответствующими числовыми характеристиками (пример такого расчета приведен в [3]).

Таким образом, гармонический метод оценки несинусоидальности напряжения требует дальнейшего развития и проработки моделей нелинейных нагрузок.

## Список литературы

- [1] Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 160 с.
- [2] Маркушевич Н.С., Солдаткина Л.А. Качество напряжения в городских электрических сетях / Под ред. Н.А. Мельникова. – М.: Энергия, 1975. – 256 с.
- [3] Фокин Ю.А., Ильинская Л.И. Руководство по решению задач по курсу «Электроснабжение». – М.: Изд-во МЭИ, 1998. – 85 с.
- [4] Гуревич В.И. Источники бесперебойного электропитания: устройство, принципы действия и применение // Силовая электроника. – 2012. – № 5. – С. 4–11.
- [5] Фокин Ю.А., Туфанов В.А. Высшие гармонические в схемах комплексного электроснабжения в городах // Электрические станции. – 1967. – № 1. – С. 56–60.

# Повышение управляемости режимами и ограничения токов короткого замыкания в электрических сетях Московского мегаполиса посредством электромеханических вставок переменного тока

Ярош Д.Н.<sup>1</sup>, Волков М.С.<sup>1</sup>, Сокур П.В.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Филиал ОАО «Научно-технический центр Единой энергетической системы»

«Технологии автоматического управления»

<sup>2</sup>АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

Москва, Российская Федерация

yarosh-dn@so-ups.ru, volkov-ms@so-ups.ru

Концентрированная энергосистема мегаполиса характеризуется значительным электропотреблением, большой величиной генерирующих мощностей и относительно короткими линиями электропередачи класса напряжения 220 и 500 кВ. Расчетный уровень токов короткого замыкания (ТКЗ) в сети 220 кВ Московской энергосистемы превышает 63 кА, что выше максимального значения номинального тока отключения для серийно выпускаемых выключателей. Для ограничения ТКЗ могут применяться различные методы и оборудование, в том числе токоограничивающие устройства и токоограничивающие реакторы. Однако наиболее распространенной (вынужденной) мерой является секционирование сети. В настоящее время в сети 220 кВ Московской энергосистемы существует более 50 точек деления, это приводит к снижению режимной гибкости и управляемости системообразующей сетью, к снижению надежности электроснабжения потребителей и эффективности функционирования электрических сетей. Для объединения разомкнутых участков сети 220 кВ предложено применение вставок переменного тока – асинхронизированных электромеханических преобразователей частоты (АСЭМПЧ). АСЭМПЧ позволяет обеспечить заданный переток активной мощности, регулирование реактивной мощности, необходимость в котором возрастает по мере развития кабельных сетей, и ограничение ТКЗ. С целью поиска мест размещения агрегатов АСЭМПЧ выполнялись расчеты и анализ установившихся режимов и ТКЗ в высоковольтных электрических сетях Московской энергосистемы. Дана оценка возможности применения АСЭМПЧ на нескольких объектах г. Москвы. Применение устройств АСЭМПЧ в сети 220 кВ Московской энергосистемы обеспечивает снижение ТКЗ, регулирование напряжений и перетоков реактивной мощности в широком диапазоне, возможность управления перетоками активной мощности, снижение влияния перетоков сети 500 кВ на шунтирующую сеть 220 кВ, сокращение точек секционирования этой сети.

*Ключевые слова: ограничение токов короткого замыкания, мегаполис, асинхронизированный электромеханический преобразователь частоты, АСЭМПЧ, вставка переменного тока, управление перетоками мощности.*

## Improvement of mode controllability and short-circuit current limitation in Moscow metropolis power grid by means of electromechanical ac links

D.N. Yarosh<sup>1</sup>, M.S. Volkov<sup>1</sup>, P.V. Sokur<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Branch of Joint Stock Company «Scientific and Technical Center of Unified Power System» «Automatic Control Technology»

<sup>2</sup>Joint Stock Company «The Research and Development Center at Federal Grid Company of Unified System»

Moscow, Russian Federation

yarosh-dn@so-ups.ru, volkov-ms@so-ups.ru

The concentrated power grid of the metropolis is characterized by a considered power consumption, a large value of generating capacity and the relatively short transmission lines of 220 and 500 kV. The rated level of short circuit currents (SCC) in 220 kV power grid of Moscow power system exceeds 63 kA that is higher than the maximum value of the rated interrupted current of the serially produced circuit breakers. For a SCC limitation the different methods and equipment can be used including the current limiting devices and current limiting reactors. However the widespread (forced) measure is partitioning network into the isolated sections. Presently there are more than 50 partitioning points in 220 kV network of Moscow power system that is resulted in reducing a flexibility and mode controllability of the power grid, a reliability of consumer power supply and an affectivity of the electric network functioning. For joining the isolated 220 kV network sections an employment of the AC links that are the asynchronized electromechanical frequency converters (ASEMFC) is proposed. ASEMFC allows to provide the predetermined value of power flow, to control a reactive power a necessity of which is increased with the cable network development, and to limit the SCC also. The calculations and analyses of the steady-state regimes and short-circuit currents in high-voltage electric networks of Moscow power system were carried out in order to find the installation positions of ASEMFC assemblies. The evaluation of the ASEMFC possible installations at some places in Moscow power system is given. The employment of the ASEMFC assemblies in 220 kV networks of Moscow power system makes it possible to decrease the SCC, to control the voltages and reactive power flows in a wide range, to control the active power flows, to decrease the effect of currents in 500 kV network to the shunting 220 kV network, and to reduce a number of partitioning points in this network.

*Keywords: short-circuit current limitation, metropolis, asynchronized electromechanical frequency converter (ASEMFC), AC link, power flow control.*

## I. ВВЕДЕНИЕ

Рост токов короткого замыкания (ТКЗ) в высоковольтных сетях 110 и 220 кВ энергосистемы г. Москвы принял устойчивый характер с середины прошлого столетия. К 1970 гг. потребовались специальные меры, направленные на координацию уровней ТКЗ. В настоящее время особенно актуальна эта проблема для сети 220 кВ столичного мегаполиса, что определяется высокими темпами ее развития, широким применением кабельной продукции, включением новых объектов генерации, увеличением автотрансформаторной мощности.

В Московской энергосистеме на протяжении 50 лет и до недавнего времени единственным мероприятием по ограничению уровней ТКЗ являлось деление сети. На сегодняшний день в Московской энергосистеме в сети 110 кВ выполнено около 100 разрывов, в сети 220 кВ – более 50. Сеть 500 кВ остается замкнутой, уровни ТКЗ находятся на грани отключающей способности выключателей 500 кВ на некоторых подстанциях.

Деление сети следует относить к вынужденным мероприятиям по ограничению ТКЗ. Ошибочно считать, что мероприятие по делению сети является беззатратным, поскольку вследствие секционирования снижается надежность электроснабжения потребителей и надежность схем выдачи мощности электростанций, снижается гибкость управления энергосистемой, нарушается оптимальное (экономичное) потокораспределение в электрической сети. Очевидно, что в настоящее время важнейшей задачей по развитию Московской энергосистемы является определение сценария, при котором будет достигнуто существенное ограничение уровней ТКЗ при сохранении требуемых характеристик высоковольтной электрической сети по надежности, управляемости, экономичности.

Эффективным средством ограничения ТКЗ являются вставки постоянного тока (ВПТ). Кроме того, они позволяют осуществлять заданный переток активной мощности через вставку. Современные ВПТ, построенные по схеме преобразователя напряжения, также позволяют регулировать реактивную мощность по обоим концам её включения. При этом ВПТ имеют ряд недостатков: генерация в сеть гармоник, большая занимаемая площадь, ограниченные возможности по перегрузке, высокая стоимость.

Вместе с тем полным функциональным аналогом ВПТ по схеме преобразователя напряжения (на IGBT-транзисторах) является электромеханическая вставка переменного тока на базе асинхронизированных машин – асинхронизированного электромеханического преобразователя частоты (АСЭМПЧ).

## II. ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ ВСТАВОК ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Вставка переменного тока представляет собой агрегат, на общем валу которого установлены две асинхронизированные машины [1]. На рис. 1 изображена принципиальная схема вставки переменного тока.

Если первая электрическая машина работает в генераторном режиме, то вторая – в двигательном. При изменении направления потока мощности, в силу обратимости электрических машин, первая машина перейдет в двигательный режим, а вторая – в генераторный.

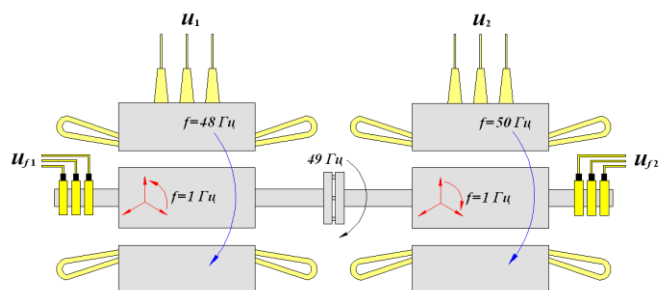


Рис. 1. Электромеханическая вставка переменного тока

Если, например, в одной из энергосистем частота тока  $f = 48$  Гц, а в другой  $f = 50$  Гц, то вал ротора агрегата вращается с частотой, равной полусумме частот (49 Гц). Это достигается за счет вращения поля возбуждения в первой машине против направления вращения вала ротора с частотой 1 Гц и по направлению вращения с частотой 1 Гц во второй машине.

Если в одной из энергосистем возникнут динамические возмущения, то они локализуются в этой энергосистеме и не передаются в другую, так как гальваническая связь объединяемых сетей отсутствует.

Кроме того, каждая из электрических машин позволяет независимо друг от друга регулировать напряжение в каждой из энергосистем, работая в режимах от выдачи до глубокого потребления реактивной мощности.

В случае объединения двух энергорайонов, имеющих одинаковую частоту, ротор вращается с синхронной частотой вращения (или с минимальным скольжением для обеспечения равномерного нагрева обмоток возбуждения).

На данный момент отечественный производитель ОАО «Силовые машины» разрабатывает два варианта вставки переменного тока с номинальной мощностью 100 МВт (АСЭМПЧ 486/200-8) и 200 МВт (АСЭМПЧ 486/400-8). Технические характеристики вставки переменного тока мощностью 100 и 200 МВт приведены в табл. 1.

Таблица I. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВСТАВКИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Параметр	Установка	
	АСЭМПЧ 486/200-8	АСЭМПЧ 486/400-8
Номинальная мощность, МВт	100	200
Номинальный коэффициент мощности	0,85	0,85
Линейное напряжение обмотки статора, В	15750	15750
Ток фазы статора, А	4311	8625
Ток возбуждения, А	2270	2210
Напряжение возбуждения ( $s = 0 / s = 0,005$ ), В	130/390	180/730
Номинальная частота вращения ротора, об/мин	750	750
Возможный диапазон изменения скольжений $s$ роторов каждой из машин, о.е.	$\pm 0,005$	$\pm 0,005$
Расчетная масса агрегата, т	680	1100

На рис. 2 приведена диаграмма допустимых режимов работы вставки переменного тока мощностью 200 МВт. Как видно из диаграммы, вставка обеспечивает регулирование реактивной мощности в широких пределах, при номинальной мощности  $\pm 97$  Мвар,  $P = 100$  МВт – от +160 до –198 Мвар. Такая возможность особенно актуальна для систем электроснабжения мегаполисов, где применяются высоковольтные кабельные линии, имеющие большую зарядную емкость.

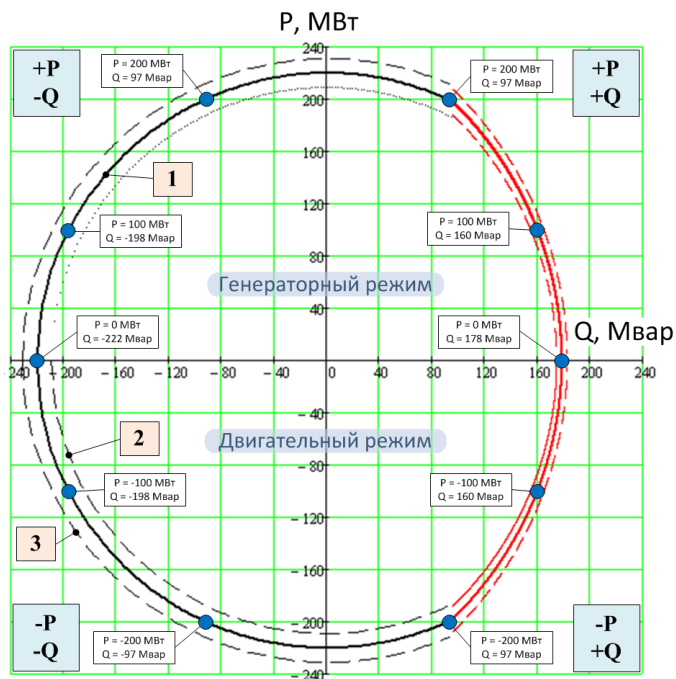


Рис. 2. Диаграмма допустимых режимов работы вставки переменного тока мощностью 200 МВт: 1 – при номинальном напряжении; 2 – при понижении напряжения на –5 %; 3 – при повышении напряжения на +5 %

Предварительные проработки АО «НТЦ ФСК ЕЭС» основных технико-экономических параметров АСЭМПЧ 200 МВт в сравнении с аналогичной по мощности установкой ВПТ<sup>1</sup> показали возможность:

- существенной экономии занимаемой площади (736 м<sup>2</sup> при вертикальном расположении агрегата против 4770 м<sup>2</sup>, без учета размещения блочных трансформаторов);
- троекратного сокращения капитальных вложений.

### III. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

С целью анализа эффективности применения АСЭМПЧ проведены расчеты электрических режимов и токов КЗ в электрической сети г. Москвы. По итогам анализа результатов расчетов были определены возможные места установки АСЭМПЧ, позволяющие произвести замыкание транзитов с целью повышения надежности и управляемости электроэнергетической системы. Установлено, что применение АСЭМПЧ эффективно для установки во вновь сооружаемых транзитах КЛ 220 кВ г. Москвы. Рассматриваемые места установки АСЭМПЧ показаны на рис. 3. Результаты расчетов приведены в табл. 2.

<sup>1</sup> В качестве аналога ВПТ рассматривалась установка ВПТ 100 МВт на ПС 220 кВ Могоча.

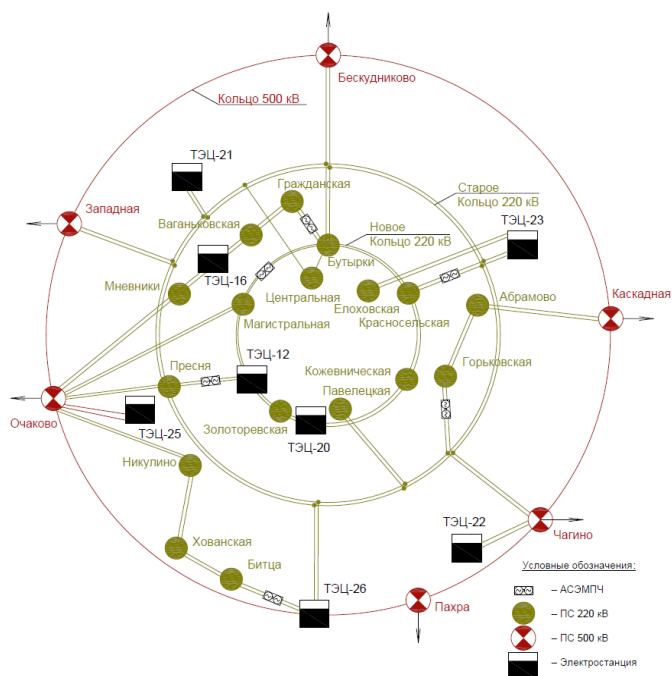


Рис. 3. Рассматриваемые места установки АСЭМПЧ

Таблица II. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ПО УСТАНОВКЕ АСЭМПЧ В СЕТИ 220 КВ

Место установки	Мощность АСЭМПЧ, МВт	ТКЗ при замыкании транзитов/установке АСЭМПЧ, кА	Нормализация напряжения	Рекомендация к установке
ТЭЦ-26 – ПС Битца	2×200	60,6/44,7 <sup>2</sup>	Да	Да
ПС Горьковская – ПС Цимлянская	2×200	42,8/34,6 <sup>2</sup>	Да	Да
ТЭЦ-12 – ПС Пресня	2×200	68,5/38,1 <sup>2</sup>	Да	Да
ПС Магистральная – ПС Белорусская	2×200	70,0/51,5 <sup>2</sup>	Да	Да
ПС Бескудниково – ПС Гражданская	1×200	78,3/66,1 <sup>2</sup>	Да	Нет
ТЭЦ-20 – Кожевническая I, II	2×200	77,2/48,9 <sup>2</sup>	Да	Да
ТЭЦ-23 – Красносельская I, II	2×200	77,2/48,9 <sup>2</sup>	Да	Да
ТЭЦ-23 – Красносельская № 1, 2 и ТЭЦ-20 – Кожевническая № 1, 2	2×200 и 2×200	89,8/53,6 <sup>2,3</sup>	Да	Да

На рис. 4 представлены результаты моделирования трехфазного КЗ продолжительностью 0,18 с. Как видно из результатов моделирования, при КЗ в сети 1 напряжение в сети 2 остается стабильным. При этом следует отметить, что при КЗ вставка переменного тока вносит свой вклад в ток подпитки. Наибольшее значение тока подпитки в точке КЗ на стороне 220 кВ составляет:

- 5,6 кА для вставки мощностью 200 МВт;
- 2,4 кА для вставки мощностью 100 МВт.

<sup>2</sup> С учетом подпитки от АСЭМПЧ.

<sup>3</sup> Требуется замена ряда выключателей с 40 на 63 кА.

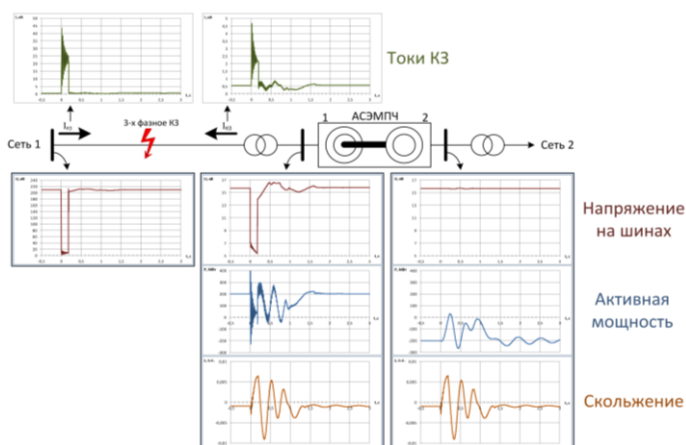


Рис. 4. Результаты моделирования работы вставки переменного тока при КЗ

Несмотря на собственный ток подпитки, вставка переменного тока является эффективным средством ограничения ТКЗ, так как предотвращает подпитку от подключаемого энергорайона с меньшим эквивалентным сопротивлением. Так, например, при объединении двух разомкнутых участков сети 220 кВ в районе ТЭЦ-20 г. Москвы ток КЗ возрастает до 77 кА. При объединении этих участков сети через вставку переменного тока ток КЗ ограничивается до приемлемых 49 кА (с учетом токов подпитки от вставки переменного тока).

Проведенные расчеты показывают, что применение вставки переменного тока в сети 220 кВ энергосистемы г. Москвы позволяет:

- ликвидировать точки секционирования в местах установки вставки;
- снизить токи КЗ в прилегающей к месту установки вставки электрической сети 220 кВ;
- обеспечить дополнительную возможность регулирования напряжения в сети 220 кВ (в диапазоне от  $-4$  до  $+8$  кВ) и, как следствие, сократить объем требуемых дополнительных средств компенсации реактивной мощности;

- обеспечить возможность регулирования перетока активной мощности через вставку;
- расширить область допустимых режимов работы системообразующей сети за счет возможности управляемого изменения перетоков активной мощности по шунтирующим связям 220 кВ.

#### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Электромеханическая вставка переменного тока является функциональным аналогом вставки постоянного тока по схеме инвертора напряжения и обладает следующими основными преимуществами по сравнению с последней:

- отсутствие высших гармоник;
- допустимая кратковременная перегрузка по току до двукратной величины;
- меньшая занимаемая площадь и стоимость.

2. Применение вставки переменного тока позволяет решать комплекс задач:

- ликвидировать точки секционирования, снизить токи КЗ;
- обеспечить дополнительную возможность регулирования напряжения;
- обеспечить возможность регулирования перетока активной мощности.

3. В настоящее время проводятся предпроектные работы по установке вставки переменного тока на одной из подстанций г. Москвы.

#### Список литературы

- [1] Шакарян Ю.Г., Лабунец И.А., Сокур П.В., Плотникова Т.В., Довганюк И.Я. Опыт эксплуатации асинхронизированных турбогенераторов на электростанциях России // Электрические станции. – 2009. – № 10.



# Содержание

## 4. УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

<i>Tulsky Vladimir N., Vanin Artem S., Tolba Mohamed A., Zaki Diab Ahmed A.</i> Optimal capacitor allocations and sizing in radial distribution networks using a novel hybrid particle swarm optimization algorithm	6
<i>Tulsky Vladimir N., Vanin Artem S., Tolba Mohamed A., Zaki Diab Ahmed A.</i> Measurement and analysis of radial distribution system with reactive power compensation. Case study: Moscow region	13
<i>Абрамченко Е.В., Сбитнев С.А., Шмелев В.Е.</i> Анализ несимметричного режима тестовой распределительной сети на основе трехфазных схем замещения	19
<i>Акатьев Л.В., Юдин А.В.</i> Аспекты повышения допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях с помощью организации автоматического регулирования (ограничения) перетоков активной мощности в контролируемых сечениях	23
<i>Аксаева Е.С.</i> Методика определения пропускной способности линии электропередачи в режиме реального времени	27
<i>Аллаев К.Р., Махмудов Т.Ф.</i> Исследование статической устойчивости многомашинной электрической системы на основе технологии вложения систем	31
<i>Андранович Б.В., Курилкин А.И., Прокопченко С.В., Синянский И.В.</i> Анализ влияния степени подробности имитационных моделей гидроагрегатов на результаты расчетов электромеханических переходных процессов в изолированных энергосистемах с преобладанием ГЭС	35
<i>Антонов А.А., Калинин С.Е., Кузьмин М.М.</i> Влияние пуска двигателей 6–10 кВ нефтеперекачивающих и газокompрессорных станций на токовую загрузку ЛЭП 110–220 кВ	39
<i>Бабанова И.С.</i> Разработка перспективного планирования энергосистемы на основе сравнительного анализа различных методов прогнозирования энергопотребления	43
<i>Бабанова И.С., Устинов Д.А.</i> Разработка модели искусственной нейронной сети в целях управления и прогнозирования режимов энергопотребления предприятий минерально-сырьевого комплекса	47
<i>Баклицкий А.П., Александров А.А., Плотников С.О.</i> Расчет гидроэнергетического режима работы ГЭС для целей планирования режима	51
<i>Баннх П.Ю., Высокский В.С., Чусовитин П.В., Паздерин А.В.</i> Метод моделирования электромеханических переходных процессов в фазных координатах	53
<i>Бартоломей П.И., Семенов С.И.</i> Разработка алгоритмов ускоренного расчета режима ЭЭС по данным телеметрии в системе WAMS	57
<i>Бахтеев К.Р.</i> Работа собственной генерации в аварийном режиме	61
<i>Беляев Н.А., Ваганов Н.Р., Генин А.Е., Лоцман Д.С.</i> Определение допустимых параметров синхронизации для задачи включения на параллельную работу частей энергосистемы	65
<i>Бирюкова А.С., Титова Г.Р.</i> Использование электротранспорта в качестве потребителя-регулятора графиков нагрузки	69
<i>Блаженкова М.И., Наумкин Р.Б.</i> Анализ влияния смены часовых поясов и перехода на летнее время на функционирование ОЭС Сибири	71
<i>Близнюк Д.И., Бердин А.С., Герасимов А.С.</i> Оценка демпфирующих свойств энергоблока на основе измерений переходных режимов	75
<i>Борисов И.В., Ермек М.С., Чемборисова Н.Ш.</i> Использование обобщенных показателей схемы и режима при управлении установившимися режимами ЭЭС	79
<i>Борисов И.В., Ермек М.С., Шаров А.Н.</i> Комплекс программ для оценки граничных значений активной мощности, определяющих зону устойчивой работы	83
<i>Брындин А.А., Братолобов А.А.</i> Метод непрерывного динамического утяжеления для выявления предела статической устойчивости ЭЭС	87
<i>Букреев И.В., Михайлов А.О.</i> Принципы изменения уставок устройств автоматического ограничения перегрузки оборудования (АОПО) в зависимости от температуры окружающего воздуха с целью повышения пропускной способности электрической сети	91
<i>Булыгина О.В., Булыгин К.А.</i> Применение теории нечетких множеств для решения актуальных задач оперативно-диспетчерского управления	94
<i>Буслов В.В.</i> Оценка влияния графиков нагрузки на режим работы неоднородной сети	98
<i>Бухмастов А.К., Ершов А.М.</i> Управление потоками мощности в транзитной электрической сети 110–220 кВ	102
<i>Валеев И.М., Мусаев Т.А.</i> Усовершенствование известных методик определения уровня потерь мощности в сложном замкнутом городских распределительных сетях напряжением 6(10) кВ	106
<i>Валиев Р.Т., Обоскалов В.П.</i> Сравнительная эффективность методов расчета показателей балансовой надежности энергосистем	110
<i>Васильев А.А., Криничный К.С.</i> Оптимизация управляющих воздействий противоаварийной автоматики на отключение нагрузки	114
<i>Ведерников А.С., Руманова Д.С.</i> Сравнительный анализ методов оптимизации, применяемых в программных комплексах, используемых для расчета режимов работы ЭЭС	116
<i>Ведерников А.С., Щобак А.А.</i> Пофазный расчет несимметричных коротких замыканий двухцепных ЛЭП в фазных координатах	118
<i>Винтер А.Р., Тавлинцев А.С., Суворов А.А.</i> Оценка статических характеристик нагрузки предприятия черной металлургии по данным пассивного эксперимента	120
<i>Воевода А.Е., Харитонова Д.Д., Валь П.В.</i> Краткосрочное прогнозирование электропотребления на основе метода случайного леса	124
<i>Возисова О.С., Шелюг С.Н.</i> Расчет установившегося режима электрической сети при подключении несинусоидальной нагрузки	128
<i>Волохов Н.А.</i> Исследование влияния конкретных характеристик дефицитного района энергосистемы на начальную скорость снижения частоты	132
<i>Волынцева О.А., Шелюг С.Н.</i> Влияние несинусоидального тока на активное и индуктивное сопротивление провода	136

<i>Вуколов В.Ю.</i> Определение мест размыкания распределительных электрических сетей в задаче повышения надежности электроснабжения потребителей	138
<i>Вязников А.В., Сербин Ю.В., Панасюк В.Н.</i> Применение имитационного моделирования для расчета коэффициентов гармонических составляющих тока и напряжения при питании нелинейных нагрузок от источников энергии различной мощности	142
<i>Гаврильев А.Е., Поляков И.А., Черепанов А.А.</i> Комплексная оценка устойчивости гидрогенераторов каскада Вилноиских ГЭС	144
<i>Галева Р.У., Альмиева Д.С.</i> Исследование влияния несимметрии напряжения по обратной последовательности на коэффициент снижения номинальной мощности асинхронных электродвигателей	148
<i>Галиев Р.Ф., Галиев Р.И.</i> Разработка методики оптимизации напряжений центров питания	152
<i>Герасименко А.А., Кугушева Н.Ю.</i> Применение факторной модели электрических нагрузок для избирательного учета их неравномерности	154
<i>Глухов Д.А.</i> Исследование возможности применения метода гармонического анализа для определения амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности в контролируемом диспетчерским центром сечении	158
<i>Гречушников В.В., Ваганов Н.Р., Понамарев Е.А.</i> Оценка эффективности управляющих воздействий для сохранения синхронной динамической устойчивости на сильных связях при близких затяжных коротких замыканиях	162
<i>Гринко Д.Ю., Терещук Н.О., Павлов А.В., Надтока И.И.</i> Характеристики трендов суточных графиков электрической нагрузки многоквартирных жилых домов и микрорайонов	166
<i>Груздев И.М., Неуймина М.И., Шелюг С.Н.</i> Учет несинусоидальных токов в анализе переходных процессов	170
<i>Грунин О.М., Пушков К.А.</i> Выбор весовых коэффициентов для анализа установившихся режимов электрических систем	172
<i>Губин П.Ю., Кожихова О.А.</i> Оценка влияния параметров модели нагрузки на результаты расчета динамической устойчивости генераторов	174
<i>Гуриков О.В., Зеленин А.С., Кабанов Д.А.</i> Влияние точности цифровой модели автоматического регулятора возбуждения на результаты оптимизации его настроечных параметров	178
<i>Гусев А.С., Суворов А.А., Сулайманов А.О.</i> Исследование и решение проблемы надежности и достоверности средств моделирования электроэнергетических систем	182
<i>Гусев С.В., Коротков А.Б.</i> Повышение качества регулирования напряжения путем оптимизации процесса выбора уставок автоматики регулирования напряжения автотрансформаторов на смежных объектах	186
<i>Давыдов В.В., Ерохин П.М., Прудов М.А.</i> Исследование моделей оценки колебательной неустойчивости электрической системы	190
<i>Дадонов Д.Н., Абдыев К.С., Исупов В.В., Кечина Н.А.</i> Автоматика ограничения перегрузки оборудования с автоматическим изменением уставок в зависимости от температуры окружающего воздуха. Основные подходы и требования	194
<i>Денисова Н.Н., Шатова Ю.А., Горячев В.Я.</i> Разработка графиков ремонтов ЛЭП 110 кВ на основе анализа их работы	196
<i>Дикович В.В., Кац И.М., Стремиллова О.С.</i> Выбор методов и средств снижения несимметрии напряжений в Восточной части ОЭС Сибири	200
<i>Ермошина А.А., Кротков Е.А.</i> Применение источника реактивной мощности для снижения расхода топлива многоагрегатных дизельных электростанций в изолированных электрических системах	204
<i>Игнатъев Д.А., Гусев С.А., Федюшин В.А., Обоскалов В.П.</i> Определение статических показателей режимной надежности электроэнергетической системы методом Монте-Карло	208
<i>Идрисов Р.Р., Таццилин В.А., Чусовитин П.В., Паздерин А.В.</i> Использование метода D-разбиения для анализа настроек АВВ в режиме реального времени	212
<i>Измайлов К.Р., Парамонов П.А.</i> Метод адаптивного расчета максимально допустимого перетока в сечениях по критерию обеспечения токовой нагрузки	216
<i>Канафеев Р.И., Журнов А., Бякина И., Якушев П., Климова Т.Г.</i> Оптимальная настройка автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов	220
<i>Киевец А.В., Гусев А.С., Пищулин А.Ю.</i> Исследование методики настройки противоаварийной разгрузки турбогенератора	224
<i>Кизин В.А.</i> Оптимизация работы автоматики ограничения перегрузки линий электропередачи	227
<i>Киранов И.Р., Горбунов В.В.</i> Эффективные методы определения однофазного замыкания на землю на ВЛ 6(10) кВ	231
<i>Кириленко А.В., Кац И.М.</i> Разработка алгоритма функционирования устройств автоматики ликвидации асинхронного режима на основе данных синхронизированных векторных измерений	233
<i>Кириленко П.В., Маланов Д.В.</i> Оценка корректности моделирования электрических параметров ЛЭП 500 кВ с использованием данных несинхронизированных телеизмерений	237
<i>Кириллов И.П.</i> Особенности централизованной системы противоаварийной автоматики нового поколения (ЦСПА). Управление электроэнергетическим режимом работы энергосистемы с учетом результатов работы ЦСПА	242
<i>Коваленко А.И., Климова Т.Г.</i> Применение алгоритмов оптимизации для определения и уточнения параметров модели синхронной машины	244
<i>Кожихова О.А., Губин П.Ю.</i> Оценка влияния вида и параметров математических моделей нагрузки на величину перетоков мощности	248
<i>Кокшарова Е.Ю., Плесняев Е.А.</i> Современные тенденции в исследовании устойчивости энергосистем	252
<i>Кононов С.А.</i> Оценка экономической эффективности модернизации частотной делительной автоматики (ЧДА) Ярославской ТЭЦ-3	256
<i>Кормилицын Д.Н.</i> Управляемые устройства продольной компенсации и управляемые шунтирующие реакторы для улучшения устойчивости электроэнергетической системы	260
<i>Котельникова А.Ю., Ванин А.С.</i> Методы обучения нейронных сетей для краткосрочного прогнозирования нагрузки в интеллектуальных электрических сетях	264
<i>Крупенёв Д.С.</i> Применение матриц чувствительности при оценке режимной надежности электроэнергетических систем	268
<i>Кубарьков Ю.П., Голубева К.А.</i> Внедрение активно-адаптивных элементов в электрические сети	272
<i>Кузнецов П.С., Кузнецов П.С.</i> Применение Абаканской солнечной электростанции для подачи напряжения на шины собственных нужд Абаканской ТЭЦ после наиболее тяжелого нарушения нормального режима	276

Куйдин Н.А., Шмелёв В.Е. Моделирование установившихся режимов электрических сетей по трехфазным схемам замещения. Трехфазные трансформаторы	280
Кулаев И.С., Кубарьков Ю.П. Оптимизация профиля напряжения распределительных сетей с распределенной генерацией	284
Курилкин А.И., Андранович Б.В., Синянский И.В., Сорокин Е.В. Оптимизация построения системы сбора и передачи аварийных сигналов и команд противоаварийного управления энергосистем с использованием элементов теории графов и методов многокритериальной оптимизации	288
Кустикова М.С., Комухов А.А., Мартиросян А.А. Применение статического тиристорного компенсатора для улучшения качества напряжения	292
Литвинов И.В., Хабибов Р.И., Шелюг С.Н. Индуктивное сопротивление воздушной линии электропередачи	294
Лоцман Д.С., Вагапов Н.Р. Проблема обеспечения синхронной динамической устойчивости генераторов электростанций при близких и затяжных коротких замыканиях на примере станций ОЭС Сибири	298
Марутов А.И., Сергеев Е.В. Исследование возможности возникновения аperiodической составляющей тока в выключателях 220 кВ при коммутациях кабельно-воздушных линий электропередач	302
Медведев Д.В. Снижение потерь активной мощности и электроэнергии в сети	306
Митрофаненко А.Ю., Абеуов Р.Б. Адаптивная делительная автоматика – устройство для повышения надежности электроснабжения районов с маломощными электростанциями	308
Морозов И.А. Прогнозирование вырабатываемой мощности солнечными электростанциями на сутки вперед	312
Москвин И.А., Чуркина Ю.О. Области колебательной устойчивости электроэнергетической системы с регулируемой продольной компенсацией	316
Моторин И.В. Автоматизация ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и контроль их исполнения	318
Муратаев И.А., Муратаева Г.А. Определение достоверности данных телеметрических измерений в системе управления интеллектуальными сетями	323
Мурашкин М.К., Малоземова О.Ю., Чусовитин П.В., Парамонов П.А., Паздерин А.В. Особенности регулирования частоты при выделении энергорайона с парогазовой установкой	327
Мышлянников Д.А., Фишов А.Г. Идентификация статических характеристик узлов нагрузки электрической сети по напряжению в переходных процессах	331
Наумкин Р.Б., Воронов И.В. Пути повышения точности прогнозирования электропотребления объединённой энергосистемы Сибири	335
Недоливко А.В., Стогов А.Ю., Беляев А.Н. Повышение управляемости объединенных и автономных электроэнергетических систем по данным СМПР	339
Никифоров И.С., Хатуницкий В.В., Ефимов А.С. Устранение ограничений в сечениях заданием условий допустимости деления шунтирующей сети	343
Павленко М.А., Пушков К.А. Оценивание несимметричных режимов сети 27,5–220 кВ с учетом нелинейной тяговой нагрузки	345
Пастухов О.В. Повышение точности выбора оптимального состава включенного генерирующего оборудования	347
Петров В.В., Альмендеев А.А. Влияние уровней напряжения в контрольных пунктах энергосистемы на значения максимально допустимого перетока мощности в сечении	351
Петров В.В., Альмендеев А.А. Ликвидация токовой перегрузки оборудования путем изменения напряжения в узлах, балансирующих по реактивной мощности	353
Поляков И.А., Чузунов Г.А., Капустин С.Д., Хомутов С.О., Шахворостова Д.Н., Капустин В.А., Черепанов А.А. Использование программы «Рокада» в расчете допустимых перетоков мощности Алтайской энергосистемы	357
Русина А.Г., Русин Г.Л., Калинин А.Е. Построение многофакторной модели графиков нагрузки при планировании и анализе оперативных энергетических балансов ЭЭС	361
Савватин М.В., Климова Т.Г. Локализация источников низкочастотных колебаний в энергосистеме по данным системы мониторинга переходных режимов и исследование способов минимизации их влияния на работу синхронного генератора	365
Семин В.Е. Проблемы обеспечения надежного электроснабжения подстанций 220 кВ и выше в условиях проведения ремонтной кампании	369
Сергеев Е.В. Изменение топологии электрической сети как управляющее воздействие автоматики разгрузки при близких и затяжных коротких замыканиях	371
Сидоров К.А. Разработка мероприятий и технических решений для исключения ложной работы токовых устройств АЛАР	375
Сидорова В.Т., Карчин В.В. Перераспределение потоков мощности в сложнзамкнутых воздушных сетях 10 кВ для уменьшения потерь и улучшения качества электроэнергии	379
Соколов Д.В. Расчет установившихся режимов работы электрической сети с применением эквивалентных генераторов в программном комплексе «RastrWin»	381
Стеценко А.С. Определение режимных условий для осуществления длительной параллельной работы Западного энергорайона Якутской энергосистемы с ОЭС Востока по результатам проведенных в марте 2016 года натурных испытаний по кратковременному включению на параллельную работу	383
Струнин М.Д., Андрианов Д.П. Расчет переходных процессов в электрической цепи переменного тока при совместной работе приводов с учетом компенсаторов реактивной мощности	387
Суворов А.А., Тавлинцев А.С., Шорикова М.Е. Идентификация статических характеристик комплексной нагрузки по данным пассивного эксперимента	389
Супрунов И.С., Ярош Д.Н., Зеленохат Н.И. Влияние электромеханической вставки переменного тока на основе асинхронизированных синхронных машин на переходные процессы в электроэнергетической системе	393
Тимусь А.А. К проблематике краткосрочного прогнозирования	397
Тихомиров Е.О., Сенько Н.В. Методы аппроксимации границ области устойчивости электроэнергетической системы	401

<i>Труфакин С.С., Совбан Е.А., Русина А.Г.</i> Разработка программного обеспечения «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада»	405
<i>Турнаев М.А., Игнатьев Н.И.</i> Моделирование электромагнитной обстановки в программных пакетах MMANA-GAL и Elcut	409
<i>Федотов А.И., Ахметшин А.Р., Исмоилов И.И.</i> Расчёт электрической нагрузки жилых и общественных зданий	413
<i>Хазиев И.Р., Вдовина О.И., Куликов А.А., Обоскалов В.П.</i> Оценка дисперсионной составляющей потерь электроэнергии и мощности в сети переменного тока	417
<i>Худжасаидов Д.Х., Русина А.Г., Совбан Е.А., Филитова Т.А.</i> Расчеты нормальных режимов ЭЭС на основе адресных принципов	421
<i>Чертоляс И.И., Волков А.В.</i> Обзор существующих подходов к заданию логики и настройке устройств автоматики ограничения перегрузки оборудования и перспективы развития методологии реализации устройств автоматики ограничения перегрузки оборудования	425
<i>Чукреев М.Ю.</i> Влияние структуры блока обработки ретроспективной информации на показатели балансовой надежности	427
<i>Шабалин Г.С., Паздерин А.В., Чусовитин П.В., Балах Э.Г.</i> Анализ статической устойчивости с использованием квадратичной целевой функции при учете ограничений в форме равенства	431
<i>Щепотин А.С.</i> Оценка несинусоидальности напряжения с помощью гармонического метода	435
<i>Ярош Д.Н., Волков М.С., Сокур П.В.</i> Повышение управляемости режимами и ограничения токов короткого замыкания в электрических сетях Московского мегаполиса посредством электромеханических вставок переменного тока	439

# ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ – 2016

Материалы VII Международной молодежной  
научно-технической конференции  
19 – 23 сентября 2016 года  
Том 2

Редактор редакционно-издательского отдела Н.А. Мустакимова  
Компьютерная верстка и дизайн обложки Ю.Ф. Мухаметшина

Подписано в печать 01.09.2016. Формат 60x84/8.  
Печать плоская. Усл. печ. л. 51,96. Уч.-изд. л. 55,87.  
Тираж 50 экз. Заказ № 5009  
ФГБОУ ВО «Казанский государственный  
энергетический университет»,  
420066, г. Казань, ул. Красносельская, 51  
Типография ООО «Астория и К»  
420015, г. Казань, ул. Жуковского, 28а, подъезд № 5





ISBN 978-5-89873-461-9



9 785898 734619