



ФСК



ЕЭС



РОССИЙСКИЙ  
ФОНД  
ФУНДАМЕНТАЛЬНЫХ  
ИССЛЕДОВАНИЙ



Материалы  
VII Международной молодёжной  
научно-технической конференции

# ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ - 2016

19–23 сентября

ТОМ III



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 года**

Том III

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. 3. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2016. – 379 с.

В третий том сборника трудов включены статьи, принятые программным комитетом конференции, в которых отражены результаты исследований по основным научным направлениям секций «Информационные и телекоммуникационные системы в электроэнергетике»: автоматизированные системы диспетчерского и технологического управления, системы измерения, сбора и передачи информации в электроэнергетике, кибербезопасность в электроэнергетике; «Перспективные направления развития и экономика электроэнергетики»: распределенная энергетика и собственная генерация потребителей энергии, силовая электроника и электропередачи постоянным током высокого напряжения, мониторинг переходных режимов и регистрация аварийных событий, экология в электроэнергетике, рыночные механизмы в электроэнергетике, и «Образовательные технологии и программы подготовки специалистов для электроэнергетики»: программы и методики повышения квалификации работников, реновация образовательных процессов профильных кафедр вузов по подготовке специалистов для электроэнергетической отрасли, развитие систем тренажерной подготовки. 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 вызывают работы студентов, аспирантов и молодых ученых. Материалы сборника предназначены для научных работников и специалистов, в сфере электроэнергетики.

ISBN 978-5-89873-462-6

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.Р. Вериго, к.т.н., руководитель группы автоматизированных систем технологического управления ЗАО «РТСофт», секретарь подкомитета РНК СИГРЭ D2 «Информационные системы и телекоммуникации»;  
Т.А. Садреев, начальник САСДУ Филиала АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана;  
В.В. Косулин, к.т.н., заведующий кафедрой информатики и информационно-управляющих систем КГЭУ;  
С.Ю. Ситников, к.т.н., доцент кафедры информатики и информационно-управляющих систем КГЭУ;  
Р.С. Литвиненко, к.т.н., доцент кафедры электротехнических комплексов и систем КГЭУ;  
П.В. Илюшин, к.т.н., заместитель генерального директора – главный инспектор ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС», руководитель подкомитета РНК СИГРЭ С6 «Системы распределения электроэнергии и распределенная генерация»;  
Д.А. Ивановский, главный специалист отдела оперативного контроля энергообъектов ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС», секретарь подкомитета РНК СИГРЭ С6 «Системы распределения электроэнергии и распределенная генерация»;  
А.С. Герасимов, заместитель генерального директора ОАО «НТЦ ЕЭС» (НИИПТ);  
Р.Н. Хизбуллин, к.т.н., доцент кафедры электротехнических комплексов и систем КГЭУ;  
А.Л. Сивков, начальник экологической службы ОАО «Генерирующая компания»;  
Н.З. Бахтеева, к.т.н., доцент кафедры экономики и организации производства КГЭУ;  
И.О. Волкова, д.э.н., профессор, зам. директора Института проблем ценообразования и регулирования естественных монополий НИУ «Высшая школа экономики»;  
К.В. Сулов, к.т.н., доцент кафедры электроснабжения и электротехники ИРНТУ;  
В.И. Полищук, заведующий кафедрой электроснабжения промышленных предприятий СамГТУ;  
Ю.В. Жилкина, к.э.н., ведущий эксперт отдела организации технического обслуживания и ремонта подстанций ПАО «ФСК ЕЭС»;  
Е.В. Басов, главный эксперт отдела внедрения инноваций в производство электротехнического оборудования ПАО «ФСК ЕЭС»;  
Е.В. Власюк, начальник службы управления персоналом Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги;  
Р.Р. Тактамышева, к.филос.н., доцент кафедры электрооборудования и электрохозяйства предприятий, организаций и учреждений КГЭУ;  
В.П. Будовский, д.т.н., заместитель руководителя Центра тренажерной подготовки персонала АО «СО ЕЭС»

© Министерство образования и науки Российской Федерации, 2016

© ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет», 2016

© Авторы, 2016

## 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»



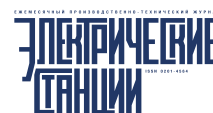
Журнал «Вестник КГЭУ»



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 № 5**

### **ИНФОРМАЦИОННЫЕ И ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

- Автоматизированные системы диспетчерского и технологического управления
- Системы измерения, сбора и передачи информации в электроэнергетике
- Кибербезопасность в электроэнергетике



## **Scientific sections № 5**

### **INFORMATION SYSTEMS AND TELECOMMUNICATIONS IN ELECTRICAL POWER INDUSTRY**

- SCADA systems
- Measurement, acquisition and transmission of information in power engineering
- Cyber security in power engineering

# Информационная система контроля энергоресурсов станции

К.Р. Абдурахманова

Филиал ОАО «Генерирующая компания» Заинская ГРЭС  
Заинск, Россия  
AbdurakhmanovaKR@zgres.tatgencom.ru

Присоединение к современному варианту рынка (ОРЭ – оптовый рынок электрической энергии и мощности) предполагает наличие технических и программных средств учета, позволяющих точно следовать заданному графику генерации (в нашем случае генерации). Цель работы – «идеализация» работы генерирующих мощностей электростанции по выполнению требований ОРЭ, и в нашем понимании это, прежде всего, точное выполнение диспетчерского графика, так как любые отклонения неизбежно приводят к ухудшению финансового результата.

*Ключевые слова: оптовый рынок электрической энергии, выработка электрической энергии, коммерческий учет электроэнергии.*

## Information system of energy resources control station

K.R. Abdurakhmanova

The branch of JSC «Generation Company» Zainskaya GRES  
Zainsk, Russia  
AbdurakhmanovaKR@zgres.tatgencom.ru

Joining a modern variant of the market (WEM - wholesale market of electric energy and power) requires a technical and accounting software to accurately follow a predetermined schedule generation (in this case generation). Objective: "idealization" of generating power capacity to implement the requirements of the wholesale electricity market, and our understanding is primarily a precise execution of the dispatching schedule, as any deviation will inevitably lead to a deterioration in the financial result.

*Keywords: wholesale market of electric energy, electric power generation, commercial electricity metering.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Присоединение к современному варианту рынка (ОРЭ – новый оптовый рынок электрической энергии и мощности) предполагает наличие технических и программных средств учета, позволяющих точно следовать заданному графику генерации (в нашем случае генерации). Главная цель, преследуемая данной работой – «идеализация» работы генерирующих мощностей электростанции по выполнению требований ОРЭ, и в нашем понимании это, прежде всего точное выполнение диспетчерского графика, так как любые отклонения неизбежно приводят к ухудшению финансового результата.

Кроме того, программно-технический комплекс, выполненный в рамках работы, предназначен также для контроля и распределения энергоресурсов, повышение качества оперативного учета и планирования, и вообще – для построения единого информационного пространства в области АСУ ТП и коммерческого учета.

### II. Цели и ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

1. **Основная цель:** минимизация отклонений фактической выработки электрической энергии и мощности от почасовых объемов, заданных диспетчерским графиком. В результате, величина отклонения почасовой выработки электроэнергии была снижена с 1-2% до 0,01-0,02%. Отклонение же по мощности от диспетчерского графика

практически всегда удается держать в пределах допустимого диапазона в 5% [1]. При этом рассчитанный экономический эффект от применения системы составляет 2-3 млн.руб. в год по станции в целом.

2. Использование расчетных величин, опираясь на которые можно будет анализировать результативность работы станции на рынке.

3. Хранение измеренных и обработанных параметров, использование краткосрочного архива мгновенных значений параметров и архива обработанных параметров для долгосрочного хранения.

### III. СТРУКТУРА СИСТЕМЫ

Инструментом разработки и построения данного программного проекта является среда Delphi XE. Система имеет модульную структуру с реализацией в виде вычислительного комплекса в составе 3-х вычислительных узлов – программных модулей, расположенных на отдельных ЭВМ и связанных вычислительной сетью.

1. Узел учета и обработки информации систем коммерческого учета электроэнергии является основным узлом системы. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) предназначена для измерения количества потребленной (или выработанной) на предприятии электроэнергии.

2. Узел учета и обработки информации оперативно-информационного комплекса, который получает данные от системы телемеханики. Основная задача: приведение систем телемеханики и связи в соответствии с Приказом РАО «ЕЭС России» от 09.09.2005г. № 603 «О приведении систем телемеханики и связи на генерирующих предприятиях электроэнергетики, входящих в состав холдинга ОАО РАО «ЕЭС России».

#### IV. ОСНОВНЫЕ ФУНКЦИИ, МОДЕЛИ И АЛГОРИТМЫ СИСТЕМЫ

1. По мере поступления диспетчерских графиков нагрузки начальник смены станции вводит в систему очередную команду на изменение нагрузки.

Команда может быть введена во время действия предыдущей команды (как бы отменяя ее), а может и в стабильном режиме, когда мощность неизменна. Реализованный алгоритм позволяет точно рассчитать мощность на момент начала действия очередной команды.

Для упрощения расчетов в рамках рассматриваемой функции реализован алгоритм расчета параметров каждого вводимого отрезка диспетчерского графика – это коэффициенты линейного уравнения, описывающего отрезок, и энергия, планируемая к выработке после прохождения всего отрезка целиком (это величина интегральная по отношению к мощности, поэтому для энергии считается площадь получившейся под графиком мощности кривой).

2. С момента начала задания система ежесекундно пересчитывает текущие значения мощности задания и планируемой выработки с начала часа, а также отклонение от них факта.

Расчет текущей плановой мощности производится относительно просто: выбирается действующая на текущий момент времени диспетчерская команда и по параметрам ее линейного уравнения, рассчитанным при вводе команды в систему, находится искомая текущая мощность. Электроэнергия, выработка которой запланирована на текущий момент, считается по сумме плановых объемов выработки всех предыдущих команд текущего часа (также рассчитываются при вводе в систему). Затем к полученному значению прибавляется вычисленная под графиком мощности площадь - на отрезке, включающем в себя текущий момент времени (но площадь берется только до этого текущего момента). Схематично рассчитываемые данные представлены на рис. 1.

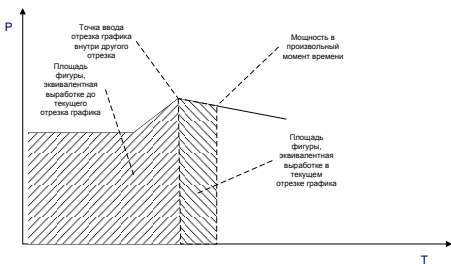


Рис. 1. Расчет плановой выработки электроэнергии

Фактическая мощность и энергия по данным АИИС КУЭ рассчитывается специализированным контроллером, затем она сравнивается с плановой мощностью, зафиксированной на тот же 3-минутный период, разница выводится заинтересованному персоналу в абсолютной и относительной величинах.

В системе реализована также методика, позволяющая рассчитывать выработку электрической энергии ежесекундно на основе непрерывно поступающих данных по мощности от систем телемеханики (узел ОИК) – расчет выработки в контроллерах телемеханики не реализован. Расчет факта по выработке на текущий момент есть некое средневзвешенное значение, которое достаточно точно отражает выработку по данным систем телемеханики и позволяет вести контроль с точностью до секунд.

3. В проекте также реализован алгоритм расчета требуемых корректировок мощности, с целью достижения к концу часа плановой выработки электроэнергии.

В реализации алгоритма сначала производится расчет разницы между факт. и план. выработкой электроэнергии с начала часа по текущий момент времени. Полученная разница, распределяется равномерно на все оставшееся время, а результат и есть размер рекомендуемого изменения мощности в текущий момент, схематично представлен на рис. 2.

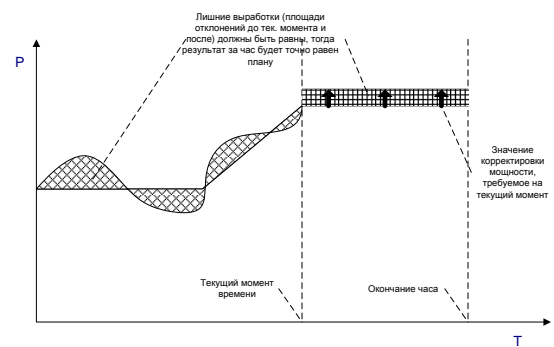


Рис. 2. Схема расчета рекомендаций по корректировке мощности

4. Реализована сигнализация разрыва связи с отдельными компонентами системы. Если параметр изменяется непрерывно, тогда считаем, что связь с данным компонентом имеется.

5. Производится расчет среднего значения частоты электрического тока в каждой ГТП, а также сигнализация при отклонении сверх нормативных значений.

6. Также в АРМ выведено текущее показание датчика давления в магистрали водорода и состояние датчиков загазованности на ГРП1,2,3.

7. В системе реализованы также экраны отображения.



Рис. 3. Экран основных параметров

#### Список литературы

[1] Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка.



# Создание генератора тестовых сигналов телеизмерений и телесигнализации

Р.А. Алехин

ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»  
Томск, Россия  
on1x22@mail.ru

Отладка и проверка работоспособности программного обеспечения, в частности новых версий оперативно-информационного комплекса (ОИК), производится на специализированном «полигоне», где программное обеспечение проходит ряд тестов. В настоящее время для надежного проведения тестов ретроспективной и получаемой в реальном времени телеметрии оказывается недостаточно. Для проверки алгоритмов работы в аварийных режимах и при возникновении различного рода неисправностей по каналам телеинформации необходима программа, способная воспроизводить различные аварийные ситуации в энергосистеме, которая позволяет генерировать тестовые сигналы телеметрии в базу данных реального времени ОИК СК-2007.

*Ключевые слова: телесигнализация, телеизмерение, тестирование, ОИК, база данных реального времени.*

## Creating a test signal generator of telemetry and teleaction

R.A. Alehin

National Research Tomsk Polytechnic University,  
Tomsk, Russian Federation  
on1x22@mail.ru

Debugging and verification of software functionality, such as new versions of supervisory control and data acquisition (SCADA) systems, is produced in a specialized "testing ground" where the software passes a series of tests. Currently, receive real-time and retrospective telemetry is not enough to reliable testing. To test the algorithms work in emergency mode, and in the event of various types of telecommunication data channels for faults need a program that can play a variety of emergency situations in the power system, which allows you to generate test signals in telemetry database of real-time SCADA SK-2007.

*Keywords: teleaction, telemetry, testing, SCADA, the real-time data base.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Современная энергосистема России представляет собой крупнейшую энергетическую систему во всём мире, включает в себя семь объединённых энергосистем и охватывает практически всю обжитую человеком территорию страны. Сегодня очень тяжело представить жизнь без электричества. Оно присутствует в большинстве сфер человеческой деятельности, поэтому развитие страны и уровень жизни зависит от качества поставляемой электроэнергии. В постоянно разрастающейся и усложняющейся энергосистеме мониторинг работы энергооборудования только стационарным рабочим персоналом оказывается недостаточен. Необходим удалённый централизованный контроль над большим количеством энергообъектов. С этой задачей помогают справиться устройства телемеханики.

Телемеханика - область науки и техники, предметом которой является разработка методов и технических средств передачи и приема информации (сигналов) с целью управления и контроля на расстоянии.

Она предназначена для эффективной передачи технологической информации на большие расстояния. [1]

Телеметрия обеспечивает высокую точность передачи информации, высокий уровень автоматизации всех процессов приёма, обработки передачи информации, а также централизованное хранение данных. Всё это позволяет с большой точностью контролировать значительное число физических величин.

Для обработки и вывода информации на диспетчерский пульт используются специализированные SCADA программы (SupervisoryControlAndDataAcquisition - диспетчерское управление и сбор данных), которые обеспечивают:

- получение информации о соответствии характеристик объекта нормативным техническим требованиям;
- получение подробных сведений о функционировании аппаратуры объекта;
- выявление неисправностей и их устранение перед применением объекта [2].

К средствам телемеханики относятся устройства телеизмерения, телесигнализации и телеуправления. Однако, генератор тестовых сигналов использует только телеизмерения и телесигнализацию.

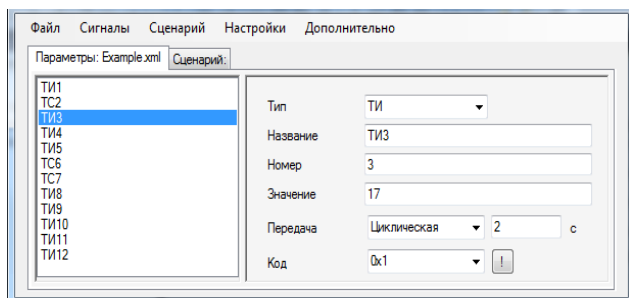
Согласно ГОСТ 32144-2013 к качеству поставляемой потребителям электроэнергии предъявляются повышенные требования, ведь сбои и аварии могут привести к серьёзным как экономическим последствиям, так и человеческим жертвам. Соответственно такие же высокие требования предъявляются и к SCADA системам, которые проходят долгие и тщательные испытания до того, как их будут использовать энергетические компании.

## II. ФУНКЦИИ ПРОГРАММЫ

Отладка и проверка работоспособности программного обеспечения, в частности новых версий оперативно-информационного комплекса (ОИК), например, СК-2007 производится на специализированном «полигоне», где программное обеспечение проходит ряд тестов, предназначенных для гарантирования устойчивой и безотказной работы. Часто для надежного проведения тестов получения текущей и ретроспективной телеинформации оказывается недостаточно. Поэтому для проверки иногда требуются наборы параметров и их режимные ситуации, которые не встречались в ретроспективе. Чтобы провести такие тесты, необходим «внешний» источник, способный воспроизводить различные «нештатные» ситуации, например превышение перетоков мощности в выбранном сечении, превышение токовой нагрузки ЛЭП и другие.

Одним из таких источников может служить программа, способная по заранее определенному алгоритму автоматически записывать телеинформацию в базу данных ОИК.

Интерфейс генератора тестовых сигналов представлен на рисунке.



Интерфейс генератора тестовых сигналов телеизмерений и телесигнализации

- генератор тестовых сигналов телеизмерений и телесигнализации обладает рядом преимуществ:
- программа и тестируемый ОИК могут работать автономно от реальной энергосистемы. То есть для проведения испытаний не требуется получать информацию от работающих энергообъектов;
- гибкое изменение количества задаваемых и изменяемых величин и алгоритмов их преобразования;
- обеспечение дружественного и удобного интерфейса выбора каналов телеинформации и алгоритмов тестирования.

Всё это позволит обслуживающему персоналу сократить время для проведения тестов и увеличит эффективность тестирования.

При запуске тестирования, программа с определённой частотой, автоматически проверяет изменения в атрибутах сигналов и отправляет данные в ОИК согласно заданному регламенту передачи.

Для удобства проведения испытаний возможен параллельный запуск нескольких программ генераторов тестовых сигналов со своим набором параметров и сценарием их изменения. Например, в каждом окне программы могут быть заданы параметры только одного энергообъекта.

Следует учесть, что генератор тестовых сигналов предназначен только для отправки в ОИК изменяемой по сценарию телеинформации. Проверка результатов тестирования в программе не производится, поэтому контроль работы ОИК осуществляет оперативный персонал на предприятии.

## Список литературы

- [1] Горюнов А.Г., Ливенцов С.Н., Чурсин Ю.А. Телеконтроль и телеуправление: курс лекций по специальности 140306 «Электроника и автоматика физических установок» направления 140300 «Ядерная физика и технологии» // Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 161 с.
- [2] Назаров А.В., Козырев Г.И., Шитов И.В., Обрученок В.П., Древин А.В., Краскин В.Б. Кудряков С.Г., Петров А.И., Соколов С.М., Якимов В.Л., Лоскутов А.И. Современная телеметрия в теории и на практике. Учебный курс. // СПб.: Наука и Техника, 2007. – 672 с.

# Анализ и совершенствование программного обеспечения для определения параметров переходных режимов по данным регистраторов аварийных событий

Ю.И. Андреева

ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Томск, Россия

u.andreeva.64@gmail.com

Для обеспечения надежности при проектировании и эксплуатации систем измерения, релейной защиты и коммутационных аппаратов объектов диспетчеризации должна использоваться информация, максимально точно характеризующая параметры переходных процессов (ПП) в электроэнергетических системах. Используемая при проектировании справочная информация не в полной мере удовлетворяет данным требованиям, альтернативу ей составляют данные, извлекаемые при эксплуатации из цифровых осциллограмм регистраторов аварийных событий (РАС). Таким образом, развитие методик определения параметров переходных процессов по данным РАС является актуальной задачей. Решение данной задачи осложняется следующими факторами: недостаток нормативной документации, регламентирующей требования к неоперативной технологической информации; отличия в реализации стандарта COMTRADE отдельными производителями РАС, а также различные функциональные возможности программ просмотра осциллограмм аварийных событий (ПО РАС), не позволяющие извлечь максимум полезной информации из осциллограмм ПП; отсутствие единого инструмента просмотра и анализа осциллограмм на уровне Системного оператора, что приводит к необходимости использования программ просмотра осциллограмм аварийных событий различных производителей, используемые на объектах диспетчеризации. В расчетной части работы использовались методы математического анализа с применением ПО MATHCAD. Исходными данными являлись осциллограммы аварийных событий. Определены рекомендации к перечню параметров ПП, рассчитываемых по осциллограммам РАС. Выполнен сравнительный анализ методов расчета постоянной времени аperiodической составляющей тока короткого замыкания, как дополнительной функции ПО РАС. Определены факторы, влияющие на точность расчета, и предложен алгоритм его реализации. Полученные результаты могут быть использованы при разработке универсальной программы просмотра осциллограмм аварийных событий и определения параметров ПП.

*Ключевые слова: неоперативная технологическая информация, регистратор аварийных событий, осциллограмма, постоянная времени, аperiodическая составляющая тока, короткое замыкание.*

## Analysis and development of software for estimation of transient parameters from fault recorder oscillograms

Y.I. Andreeva

National Research Tomsk Polytechnic University

Tomsk, Russian Federation

u.andreeva.64@gmail.com

The very accurate information about parameters of power system transients processes is required to ensure the reliability of the design and operation of measurement systems, protective relaying, and switching devices of electrical utilities. The reference data used in the design does not satisfy the specified requirements, the alternative is to use the information extracted from digital oscillograms obtained with fault recorders in operation. Thus, the development of methods for determining the parameters of transient processes according to the fault records is relevant task. The solution of this task is complicated by the following factors: the lack of standards, which regulate the requirements for off-line technological information; the COMTRADE standard is accounted in a different way by different vendors of fault recorders, also the functional capabilities of software for viewing fault record are different, besides it does not allow extracting the maximum of useful information from the oscillograms of transients processes; the absence of the unified software for visualizing and processing the fault record on the System Operator level, which leads to need for the software of different vendors used on the electrical utilities side. The methods of mathematical analysis using MATHCAD software are used for computational tasks. The fault records have been used as input data. The recommendations to the list of transients process parameters that should be extracted from fault records have been developed. A comparative analysis of the methods of estimating the time constant of the short circuit current aperiodic component, as an additional function of the fault records processing software, has been performed. The factors affecting the computational method accuracy have been identified, and the algorithm of its realization, have been offered. The results can be used for the development of the unified software for fault records processing and determination of the transients process parameters.

*Keywords: off-line technological information, fault recorder, fault record, time constant, the DC component, short circuit.*

## I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время на этапе проектирования систем измерения, релейной защиты и выбора коммутационных аппаратов в большинстве случаев применяется справочная информация, которая вносит значительные погрешности, так как не позволяет точно учесть реальные условия работы объекта. В практике эксплуатации энергосистем, благодаря появлению регистраторов аварийных событий (РАС) стала доступна информация о параметрах переходных процессов (ПП), позволяющая учитывать реальные условия работы оборудования. Данная информация применяется для решения таких задач, как выбор силового оборудования и настройка релейной защиты. Таким образом, развитие методик определения параметров ПП и, соответственно, систем сбора и обработки неоперативной технологической информации (НТИ) по данным РАС является актуальной задачей.

Однако решение данной задачи осложняется следующими факторами:

- недостаток нормативной документации, регламентирующей требования к НТИ;
- реализация стандарта COMTRADE отличается у отдельных производителей РАС, кроме того, отличаются функциональные возможности программ просмотра осциллограмм аварийных событий, не позволяющие извлечь максимум полезной информации;
- отсутствие единого инструмента просмотра и анализа осциллограмм на уровне Системного оператора, что приводит к необходимости использования программ просмотра осциллограмм аварийных событий различных производителей, используемые на объектах диспетчеризации.

Целью исследования является автоматизация процедуры определения постоянной времени аperiodической составляющей тока короткого замыкания (КЗ). Полученные результаты позволят разработать программный модуль анализа НТИ по данным РАС. На данном этапе работы разрабатывается математический аппарат и синтезируется алгоритм расчета. Исходными данными являются осциллограммы аварийных событий.

## II. РЕКОМЕНДАЦИИ К ПЕРЕЧНЮ ПАРАМЕТРОВ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ, РАСЧИТЫВАЕМЫХ ПО ОСЦИЛЛОГРАММАМ РАС

В эксплуатации энергосистем находится большое количество микропроцессорных РАС различных производителей. Каждый производитель снабжает свои устройства программным обеспечением (ПО) для просмотра и анализа осциллограмм. В результате у пользователей возникает ряд проблем, связанных с необходимостью использования ПО, отличающегося идеологией, функциональными возможностями, интерфейсом и т.п. Основная проблема, с которой сталкивается универсальная программа просмотра - умение воспроизводить форматы записи цифровых осциллограмм различных производителей. В настоящее время все разработчики цифровых устройств РЗ предоставляют пользователю программы-конверторы данных для перехода от внутрифирменного стандарта в общепринятый стандарт COMTRADE [1]. Но данный формат имеет некоторые недостатки. Например, файлы осцилло-

грамм, имеют значительно больший объем, чем файлы осциллограмм оригинального формата производителя, что затрудняет их хранение и передачу по каналам связи. Так же следует отметить, что в оригинальных осциллограммах производителей, как правило, содержится дополнительная информация об устройстве записи и его конфигурации. Данная информация актуальна для момента времени зарегистрированного события - уставки, положение накладок и так далее. При переводе в формат COMTRADE эта информация теряется [2].

Для того, чтобы определить какие следует реализовать функции расчета параметров ПП, проводится анализ нормативной документации [1], научных публикаций [5] и функциональных возможностей ПО РАС, у которых заявлена возможность просмотра осциллограмм в формате COMTRADE. Минимальные требования, которые должны обеспечивать программы просмотра осциллограмм аварийных событий, устанавливает стандарт организации ОАО «СО ЕЭС». В результате анализа, можно сделать вывод, что расчет дополнительной информации, такой как мощность короткого замыкания, ударный ток, постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ из результатов осциллографирования затруднителен. Знание перечисленных параметров ПП необходимо для проектирования релейной защиты, выбора силового и коммутационного оборудования. Но в большинстве случаев данные параметры неизвестны или неточно определены с помощью справочной литературы.

## III. ПЕРВИЧНАЯ ОБРАБОТКА ОСЦИЛЛОГРАММ АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ

Для расчета параметров переходного процесса по данным РАС необходимо провести первичную обработку значений исходных массивов.

Основной проблемой исходных массивов является задержка по каналам регистрации. Для учета задержки по каналам регистрации необходимо обеспечить смещение массива на целое количество отсчетов, соответствующее задержке. Проблема заключается в том, что длительность задержки по каналу регистрации может быть не кратна количеству отсчетов при исходном шаге дискретизации.

На рис. 1 приведены сигналы тока в ПО MATHCAD, восстановленные из исходных массивов, представленных в формате COMTRADE.

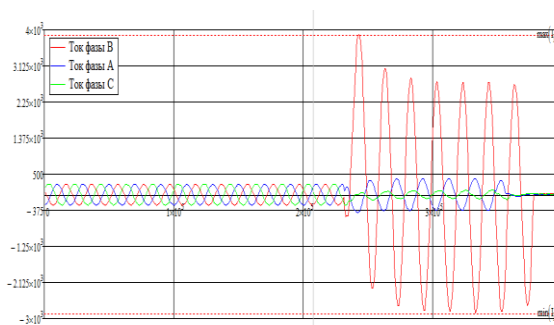


Рис. 1. Осциллограммы токов линии напряжением 220 кВ

Например, для рассматриваемого сигнала тока задержка в 600 мкс сначала выборки соответствует задержки в 10,8 градуса.

Чтобы решить данную проблему, необходимо увеличить количество отсчетов на периоде, выполнить аппрок-

симиацию сигнала и привести сигналы к одной метке времени. Выполнив перечисленные действия, на основе теоремы о квазиомощности [3] можно определить угол сдвига фаз между сигналами одной частоты. Суть теоремы сводится к тому, что угол между любыми двумя сигналами определяется по формулам (5) и (6):

$$\cos a, b = \frac{P^{\&}}{AB}, \quad (1)$$

$$P^{\&} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \|a(t)\| \cdot \|b(t)\|, \quad (2)$$

где,  $A, B$  – действующие значения сигнала  $a(t)$  и  $b(t)$ ;  $P^{\&}$  – квазиомощность.

Действующее значение сигнала при известном периоде определяется следующим образом:

$$A_D = \left[ \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a^2(t_i) \right]^{0,5}. \quad (3)$$

Важные достоинства описываемого подхода – универсальность и возможность с его помощью находить сдвиг по фазе между любыми двумя сигналами, независимо от начального момента выборки.

#### IV. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОВ РАСЧЕТА ПОСТОЯННОЙ ВРЕМЕНИ АПЕРИОДИЧЕСКОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, КАК ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ФУНКЦИИ ПО РАС

В данной работе представлены результаты сравнительного анализа трех методов, используемых для расчета аperiodической составляющей тока КЗ. Для того чтобы выделить аperiodическую составляющую тока КЗ, необходимо выполнить фильтрацию исходного сигнала, применив цифровую обработку сигнала [4], либо выделив участок установившегося тока и соответственно на базе него – аperiodическую составляющую тока КЗ.

На рис. 2 представлены результаты выделения аperiodической составляющей сигнала тока, показанного на рис.1, реализованные в ПО MATHCAD.

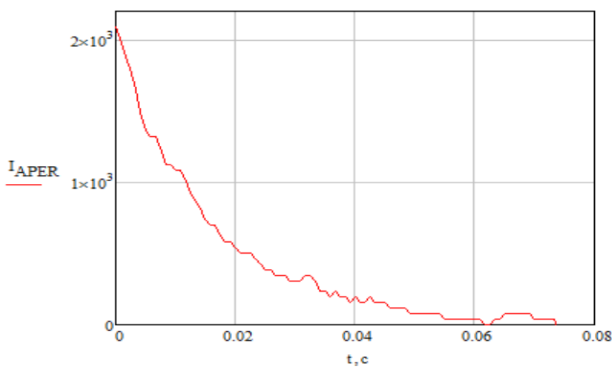


Рис. 2. Аperiodическая составляющая тока КЗ исследуемого сигнала

##### A. Метод наименьших квадратов

Аperiodическая составляющая исследуемого сигнала имеет вид экспоненциальной функции (рис. 2). К тому же выводу можно прийти, зная, что процессы в инерционных элементах первого порядка являются экспоненциальными.

В этом случае для определения постоянной времени затухания аperiodической составляющей можно воспользоваться экспоненциальной регрессией методом наименьших квадратов (4):

$$T_a = \frac{n \cdot \sum_{i=0}^{n-1} (t_i)^2 - \left[ \sum_{i=0}^{n-1} (t_i) \right]^2}{\sum_{i=0}^{n-1} [t_i \cdot \ln(i_i)] - \sum_{i=0}^{n-1} (t_i) \cdot \sum_{i=0}^{n-1} [t_i \cdot \ln(i_i)]}, \quad (4)$$

где,  $n$  – порядковый номер выборки данных,  $t_i$  – значение времени,  $i_i$  – значения тока в соответствующий момент времени  $t_i$ .

Достоинством рассматриваемого метода является сведение вычислительных процедур к минимуму.

##### B. Метод наименьших квадратов, реализованный средствами программирования ПО Mathcad

Выделив аperiodическую составляющую, выполним аппроксимацию полученных данных к функции вида (5):

$$y(x) = a_0 \cdot e^{a_1 \cdot x} + a_2, \quad (5)$$

где,  $a_0, a_1, a_2$  – коэффициенты аппроксимации.

Для оценки коэффициентов аппроксимирующего уравнения в данном методе используется функция ПО Mathcad – *expfit*.

Параметр  $a_1$  представляет собой коэффициент затухания переходного процесса. Постоянная времени аperiodической составляющей тока КЗ обратно пропорциональна модулю вещественной составляющей коэффициента затухания:

$$T_a = \frac{1}{a_1}. \quad (6)$$

##### C. Метод «Дельта»

Метод «Дельта» для расчета постоянной времени аperiodической составляющей тока КЗ использует комплексные значения токов и напряжений [5]. Исходные данные представлены в мгновенных значениях, поэтому для реализации метода требуется выполнить дополнительные действия по переводу значений в комплексные величины.

Эквивалентное сопротивление может быть рассчитано для двух разных квазистационарных режимов (нормального, аварийного и/или послеаварийного) с запаздыванием  $\Delta t = t_2 - t_1$  [5].

$$Z = \frac{U_1(t_2) \cdot e^{-j\omega\Delta t} - U_1(t_1)}{I_1(t_1) - I_1(t_2) \cdot e^{-j\omega\Delta t}}, \quad (7)$$

$$T_N = \frac{\text{Im}\{Z_1\}}{\omega \cdot \text{Re}\{Z_1\}}. \quad (8)$$

При реализации данного алгоритма необходимо учесть следующие допущения: напряжение источника питания, угол сдвига фаз, частота и эквивалентное сопротивление – постоянные значения [5]. Кроме этого необходимо точно рассчитать частоту сети, для того чтобы оценить значения фаз. Еще одним допущением метода «Дельта» является необходимость измерения полного тока подсистемы. В случае регистрируемых сигналов двухцепной линии изме-

ряется только часть тока в зависимости от сопротивления линии и места повреждения. В противном случае результаты расчета нельзя считать достоверными.

#### V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассмотрены три метода, используемых для расчета постоянной времени апериодической составляющей тока КЗ. В таблице приведены расчетные результаты исследования апериодической составляющей тока КЗ.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОСТОЯННОЙ ВРЕМЕНИ АПЕРИОДИЧЕСКОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Метод	Т <sub>a</sub> , с
Метод наименьших квадратов	0,01641
Метод наименьших квадратов, реализованный средствами программирования системы ПО Mathcad	0,01627
Метод «Дельта»	0,00149

Из рассмотренных методов наиболее подходящим для расчета постоянной времени апериодической составляющей тока КЗ является метод наименьших квадратов, так как для его реализации необходимо реализовать минимум вычислительных процедур и не требуется учитывать множество допущений. На точность расчета влияют следующие факторы: задержки по каналам регистрации, изменение частоты, приборная погрешность. Полученные

результаты позволят разработать программный модуль анализа НТИ по данным РА, с помощью которого удастся автоматизировать процесс обработки дополнительной информации. Программный модуль анализа НТИ позволит расширить возможности службы релейной защиты и автоматики (РЗА). Результаты исследования могут быть полезны при определении требований к функциональным возможностям к средству обработки НТИ.

#### Список литературы

- [1] Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных процессов. Нормы и требования (утвержден приказом ОАО «СО ЕЭС» от 24.11.2015). – Москва: 2015. – 22 с.
- [2] Дорохин, Е.Г. Сравнительный анализ функциональности программ просмотра цифровых осциллограмм разных производителей // Релейная защита и автоматизация. – 2013. – № 3. – С. 52-60.
- [3] Аврамчук В. С., Бацева Н.В., Гольдштейн Е.И., Исанченко И.Н., Ли Д.В., Сулайманов А.О., Цапко И.В. Функциональный контроль и диагностика электротехнических систем и устройств по цифровым отсчетам мгновенных значений тока и напряжения/ под ред. Гольдштейна Е.И. – Томск: ТПУ, 2003. – 240 с.
- [4] Петрова В.А. Оценка аварийных токов и напряжений в электротехнических комплексах методами упрощенной цифровой фильтрации: дис. ... канд. техн. наук. – Нижний Новгород, 2015. – 206 с.
- [5] Stachel P., Schegner P. Estimation of DC time constants in fault currents and their relation to Thevenin's impedance // Modern electric power systems. – 2010. - №10. – С. 1-6.

# О проблемах надежной работы трансформаторного электрооборудования в городских электрических сетях

А.А. Атласова

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»  
Самара, Российская Федерация  
Atlasova-aees-3-2@yandex.ru

В данной статье рассматривается анализ аварийности силовых трансформаторов (СТ) в городских электрических сетях. Для СТ характерны неисправности и аварии, что оказывает большое влияние на надёжность работы энергосистемы. Решение существующей проблемы аварийности СТ было реализовано с помощью методов математической статистики, теории вероятностей, а также информационных технологий сбора и обработки информационных баз и банков данных (ИББД) по СТ и их аварийности на примере «СГЭС». В качестве методов и инструментов моделирования применялось программное обеспечение Дата Майнинг. Исходными данными являлась информация, полученные из названных ИББД.

*Ключевые слова:* электроустановка, силовой трансформатор, электромагнитная совместимость, Самарские городские электрические сети.

## The problems of reliable operation transformer electrical equipment in city electrical system outlets

Anastasia Atlasova

State educational institution of higher professional education Samara State Technical University  
Samara, Russian Federation  
Atlasova-aees-3-2@yandex.ru

This article discusses how analysis of accidents of power transformers (PT) in city electric networks. For PT malfunctions and accidents are not uncommon, which have a great influence on the reliability of the power system. The solution to the problem of accidents PT were implemented using the methods of mathematical statistics, probability theory, and information technologies for collecting and processing information bases and data banks (IBD) PT and their accidents on the example of "SCEO". As methods and tools for modeling was used software data mining. The source data was information obtained from the aforementioned IBD.

*Keywords:* power transformer, switchgear, overhead power transmission line, overvoltage delimitter, frequency function, normal distribution law, two-parameter distribution of Veybull.

### I. ПРОБЛЕМА АВАРИЙНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В настоящее время в электроэнергетике большое внимание уделяется согласованию условий нормальной безаварийной и эффективной работы электроустановок (ЭУ) передающих, преобразующих и потребляющих электроэнергию при её надлежащем качестве. В эксплуатации эти ЭУ подвергаются многочисленным внешним и внутренним электромагнитным воздействиям (ЭМВ), а также сами аналогичным образом воздействуют на окружающие объекты и среду. Одними их наиболее массовых ЭУ в электроэнергетике являются силовые трансформаторы (СТ).

В потоке взаимодействий с внешней средой и, прежде всего, эксплуатационные физические воздействия (ЭФВ) работоспособность ЭО реализуется конечным множеством этапов, состояний, режимов и др. Термин этого множества - жизненный цикл (ЖЦ) как «эволюция системы, продукта, услуги или иной созданной человеком сущно-

сти от замысла и до изъятия из обращения». Таким образом, основной проблемой на всех этапах от проектирования и до утилизации является результативное прогнозирование и управление ЖЦ.

### II. ОЦЕНКА АВАРИЙНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

#### A. Методы оценки аварийности СТ

Существующая проблема аварийности СТ становится все более актуальной в настоящем и ближайшем будущем. Ее решение может быть реализовано на основе статистических, функциональных методов, а также с помощью глубокого интеллектуального анализа, получившего название DataMining (ДМ) - комплекс интеллектуальных методов, который постепенно вытесняет методологии и алгоритмы прикладной математической статистики. В основу современной технологии DataMining положена концепция шаблонов (паттернов), отражающих фрагменты многоаспектных взаимоотношений в данных. Эти шаблоны представляют собой закономерности, свойст-

венные подвыборки данных, которые могут быть компактно выражены в привычной инженерной форме. Поиск шаблонов производится методами, не ограниченными рамками априорных предположений о структуре выборки и виде распределений значений анализируемых показателей.

### В. Анализ повреждаемости СТ в городских электрических сетях

В данной работе используется статистическая база, которая включает в себя порядка четырехсот трансформаторов, их марки, полную мощность, напряжение и причины поступления (вид инцидента) и др., что позволяет выявить основные периоды и интенсивность отказов СТ.

За последние 10 лет наблюдается резкий спад темпов ввода в эксплуатацию нового трансформаторного ЭО.

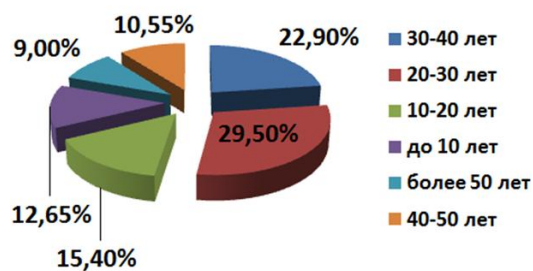


Рис. 1. Распределение по срокам службы СТ энергетических предприятий Самарского региона на 2013 год



Рис. 2. Причины возникновения перенапряжений в электрических сетях

Приведенные цифры показывают, что срок службы около 70% трансформаторов превысил 20 лет, а около 40% трансформаторов – 30 лет. Если не будет проводиться замена трансформаторов на новые, к 2016 г. около половины трансформаторов превысит 30-летний срок службы.

По результатам аудита предприятий распределительных сетей можно классифицировать причины повреждае-

мости СТ в сетях 0,22 – 35 кВ. Наиболее частыми являются выгорание токоведущих шпилек и пробой фарфоровой изоляции, дефекты рпн и пбв, и грозовые коммутационные перенапряжения.

Основные причины возникновения перенапряжений в электрических сетях представлены в виде блок – схемы (рис. 2).

### III. АНАЛИЗ СТАТИСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ И ПОДБОР ВЕРОЯТНОСТНЫХ ЗАКОНОВ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ

С целью повышения эксплуатационного ресурса СТ по данным предприятий ОАО «Самаранефтегаз» и ЗАО «СТЭС» более чем за 45-летний срок эксплуатации построена многостадийная модель накопления повреждений и проведен прогностический анализ ресурсов СТ, на основании которого выявлены основные периоды и интенсивность отказов СТ.

Установлено, что наработка на отказ СТ описывается двумя законами распределения: это закон распределения Вейбулла на 1 и 3 периодах эксплуатации и равномерным законом распределения на промежуточном интервале. На основе построенной вероятностной функции распределения на отказ были определены вероятностная функция безотказной работы и среднее время безотказной работы СТ (рис. 3).

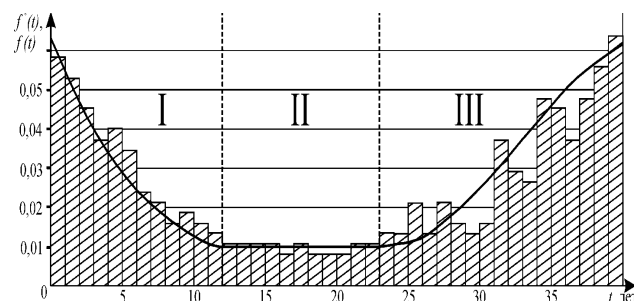


Рис. 3. Гистограмма и вероятностные плотности распределения на отказ СТ до 1000 кВА

### Список литературы

- [1] Айвазян С. А., Бухштабер В.М., Юнюков И.С., Мешалкин Л.Д. Прикладная статистика: Классификация и снижение размерности. - М.: Финансы и статистика, 1989.
- [2] Хренников А.Ю., Гольдштейн В.Г. Техническая диагностика, повреждаемость и ресурсы силовых и измерительных трансформаторов и реакторов. М.: Энергоатомиздат-2007., 286с.
- [3] Гольдштейн В.Г., Соляков О.В., Сулейманова Л.М. Методические аспекты решения задачи электромагнитной совместимости // Сб. научн. тр. "Проблемы электромагнитной совместимости и контроля качества электрической энергии". – Пенза: изд-во ПГУ, 2004. С. 48 – 54.



# Влияние априорной обработки телеметрической информации на результаты оценивания состояния ЭЭС

П.И. Бартоломей<sup>1</sup>, Е.Н. Котова<sup>1</sup>, Е.М. Лебедев<sup>2</sup>, Д.М. Максименко<sup>3</sup>, И.С. Нелюбин<sup>4</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

<sup>3</sup>ОАО «НТЦ ЕЭС»

<sup>4</sup>Филиал АО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ

Екатеринбург, Россия

e.n.kotova@urfu.ru

В настоящее время оценивание состояния (ОС) является одним из основных инструментов подготовки информации для анализа режима электроэнергетической системы (ЭЭС). Целью ОС является сбалансировать иногда противоречивые данные телеметрии и получить режимные характеристики текущего состояния ЭЭС. Однако и в современных системах сбора и обработки информации результаты ОС не обеспечивают необходимую точность расчета режимов. В ранее изданных работах было показано, что априорная обработка телеметрической информации приводит к существенному повышению качества информационного обеспечения. Однако эффективность разработанных алгоритмов проверялась лишь с использованием математических моделей. В данной работе показывается эффективность применения методов априорной достоверизации в системах сбора и обработки информации на примере реальных ЭЭС. Эффективным способом достоверизации телеинформации о режиме ЭЭС является использование векторных измерений при помощи Phasor Measurement Unit (PMU). Исследования показали, что даже частичное оснащение электрической системы устройствами PMU существенно повышает потенциальную возможность априорной отбраковки плохих данных и эффективность последующей процедуры оценивания состояния.

*Ключевые слова: электроэнергетическая система, оценивание состояния, априорная обработка.*

## The effect of a priory telemetry data treatment to the power systems state estimation results

Petr Bartolomey<sup>1</sup>, Elena Kotova<sup>1</sup>, Egor Lebedev<sup>2</sup>, Dmitry Maksimenko<sup>3</sup>, Igor Nelubin<sup>4</sup>

<sup>1</sup>Ural Federal University n. a. the First President of Russia B.N. Yeltsin

<sup>2</sup>Filial branch of «System Operator of the United Power System», JSC

<sup>3</sup>JSC «Science and Technology Center of United Power System»

<sup>4</sup>Filial branch of «System Operator of the United Power System», JSC, Sverdlovsk Regional Dispatch Office

Ekaterinburg, Russia

e.n.kotova@urfu.ru

Currently, the state estimation (SE) is one of the main tools for preparation of the power systems behavior information. The objective of SE is to balance the sometimes contradictory telemetry measurements and to obtain the regime characteristics of the electric power system (EPS) current state. However, in modern information gathering and processing systems the state estimation results do not provide the necessary accuracy of regimes calculation. In previously published studies had already shown that a priori processing of telemetry data leads to a significant quality increase of the information provision. However, the effectiveness of proposed algorithms was tested by using mathematical models. In this paper the application of measurements validation methods are considered for existing energy systems examples. An effective way to improving of information about power systems state is the using of vector measurements obtained with Phasor Measurement Unit (PMU). Studies have shown that even a partial equipping of the electrical systems by PMU devices significantly increases the possibility for an a priori bad data identification and the subsequent state estimation effectiveness.

*Keywords: power system, state estimation, a priori processing.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Процедура оценивания состояния (ОС) является мощным инструментом, который позволяет не только определять значения параметров текущего режима электроэнергетической системы, основываясь на телеметрической информации, но и в той или иной степени эффективно

обнаруживать телеизмерения со значительной погрешностью. Независимо от метода, лежащего в основе оценивания состояния, успешность обнаружения таких плохих данных определяется в предположении, что их количество невелико, а остальные телеизмерения имеют незначительную погрешность.

Существующие в настоящее время системы сбора и обработки телеметрии в большей своей части основаны на получении информации от электромагнитных измерительных (ЭМИ) устройств. Эти системы зачастую не могут характеризоваться требуемым уровнем качества данных. Известно, что стоимость новых измерительных комплексов достаточно велика и их количество для решения задач ОС пока ограничено, поэтому имеет смысл решать проблему совершенствования алгоритмов и структуры программных комплексов ОС, как на основе информационного обеспечения SCADA, так и комплексно SCADA плюс векторные измерения. То есть, в условиях сохранения "традиционной" телеметрии представляет интерес возможность алгоритмического решения проблемы ее плохого качества, которая приводит к тому, что результаты оценивания состояния могут значительно отличаться от истинных величин параметров электрического режима.

Неоднократно было показано [1-3], что применение дополнительных алгоритмов обработки телеизмерений, выполняемое перед процедурой оценивания состояния, дает дополнительную возможность обнаружить телеизмерения со значительной погрешностью, тем самым снизить их влияние на результаты оценивания состояния. Достоинством таких алгоритмов, названных алгоритмами априорной фильтрации, является их простота, отсутствие большого объема вычислений, незначительное влияние на общее время вычислений, помимо этого их реализация не требует значительных финансовых затрат. В работе [4] и в ряде других публикаций тех же авторов показано, что эффективным способом достоверизации телеинформации о режиме ЭЭС является использование векторных измерений при помощи PhasorMeasurementUnit (PMU) совместно с данными SCADA. Одно из направлений встраивания высокоточной информации от PMU в задачу оценивания состояния заключается в том, что измерения, полученные от PMU, считаются точными и участвуют в оценивании состояния ЭЭС как постоянные величины. Такие величины остаются неизменными, но их численные значения влияют на процесс ОС, то есть влияют на оценки фазы и модуля напряжения в узлах, в которых отсутствуют PMU.

Этот вывод распространяется и на априорную достоверизацию телеинформации. Более того, при приближении источника грубой ошибки измерения к узлу с PMU или узлу ему инцидентному, возможность выявления такой ошибки резко увеличивается.

## II. АЛГОРИТМ АПРИОРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

Априорная фильтрация телеизмерений выполняется на этапе, предшествующем процедуре оценивания состояния. Коротко, алгоритм основывается на следующих положениях.

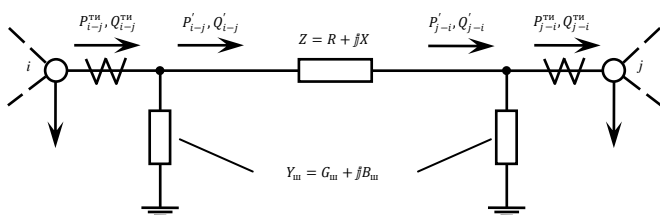


Рис. 1. «Π-образная» схема замещения

Рассмотрим локальный участок электрической сети, соответствующий воздушной линии, представленный с помощью «Π-образной» схемы замещения (рис. 1).

Представим выражение потерь активной мощности как функции от различных параметров участка сети:

$$F_1 = \Delta P(P_{i-j}^{TH}, Q_{i-j}^{TH}, U_i^{TH}) = \frac{(P'_{i-j})^2 + (Q'_{i-j})^2}{(U_i^{TH})^2} R, \quad (1)$$

$$F_2 = \Delta P(P_{j-i}^{TH}, Q_{j-i}^{TH}, U_j^{TH}) = \frac{(P'_{j-i})^2 + (Q'_{j-i})^2}{(U_j^{TH})^2} R, \quad (2)$$

$$F_3 = \Delta P(Q_{i-j}^{TH}, Q_{j-i}^{TH}) = \frac{Q'_{i-j} - Q'_{j-i}}{X} R, \quad (3)$$

$$F_4 = \Delta P(P_{i-j}^{TH}, P_{j-i}^{TH}) = P'_{i-j} - P'_{j-i}, \quad (4)$$

$$F_5 = \Delta P(U_i^{TH}, U_j^{TH}, \delta_{ij}^{pac}) = \frac{(U_i^{TH})^2 + (U_j^{TH})^2 - 2U_i^{TH}U_j^{TH} \cos \delta_{ij}^{pac}}{(Z)^2} R. \quad (5)$$

Стоит отметить, что в качестве параметра  $\delta_{ij}^{pac}$  взято расчетное значение, полученное с использованием перетоков активной и реактивной мощностей. Особенностью выражений (1) – (5) является то, что некоторый анализируемый параметр, например, переток активной мощности в начале линии, участвует не во всех выражениях. Таким образом, ошибка в данном параметре отразится на значениях, полученных по (1) и (4). Остальные выражения останутся неизменными. Следовательно, появляется возможность данную ошибку идентифицировать и заменить расчетным значением.

Так как телеизмеренные параметры далеки от идеального режима, то и значения функций потерь активной мощности (1) – (5) не всегда принимают одинаковые значения. Для повышения чувствительности алгоритма также используется анализ баланса узлов по активной и реактивной мощностям.

## III. УСЛОВИЯ ПРОВЕРКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ АЛГОРИТМА

В ранее опубликованных работах [3, 5] показаны результаты оценки эффективности алгоритма априорного обнаружения ошибок. Данные эксперименты проводились на тестовых схемах различной размерности, в том числе на широко используемой 30-ти узловой схеме IEEE-30, и показали хорошие результаты применения априорной фильтрации (совместно с процедурой ОС) на схемах тестовых энергосистем.

На следующем этапе анализа работоспособности предлагаемого алгоритма была поставлена цель – оценить работу алгоритма в максимально приближенных к реальным условиям. Для этого рассматривается эквивалентированная схема реальной сети ОЭС Урала, содержащая 201 узел и 297 ветвей. Данная схема содержит 115 узлов класса напряжения 500 кВ, 76 узлов 220 кВ и 10 узлов 110 кВ и применяется для решения задач оперативно-диспетчерского управления, в т.ч. контроля запретоками активной мощности в контролируемых сечениях.

Основная трудность проведения теста на эффективность алгоритма заключается в отсутствии данных об эталонном режиме. Изначально, в качестве исходных параметров режима использовалась реальная телеметрическая информация. Однако, использование реальной «сырой» телеметрической информации, полученной с объектов электроэнергетики и обладающей известной погрешностью, не дает возможности в полной мере оценить эффективность алгоритма из-за, как уже упоминалось, отсутствия абсолютно достоверных параметров режима, не содержащих погрешностей и грубых ошибок, которые можно было бы использовать в качестве эталона. Поэтому, на основе «сырой» телеметрии программным комплексом «RASTR» был рассчитан установившийся режим, который далее взят в качестве эталонного. После чего, на все параметры эталонного режима был наложен шум в соответствии с нормальным законом распределения. В рамках проводимого эксперимента данный режим используется как исходный, с дальнейшим внесением грубых ошибок.

Анализ данных [5], используемых при расчетах на реальной схеме, показал, что отклонения «сырых» телеизмерений напряжения от значений, рассчитанных с использованием процедуры ОС промышленного программного комплекса «КОСМОС», как правило, на классе напряжения 500 кВ не превышают 2%. В свою очередь, предлагаемый алгоритм априорной фильтрации оказывается нечувствительным к ошибкам в значениях напряжения, составляющих менее 2%. Поэтому, в рамках проводимого эксперимента осуществляется фильтрация только параметров активной и реактивной мощностей.

В качестве критерия оценки эффективности алгоритма априорной фильтрации используется функция оценки эффективности, представляющая собой сумму квадратов отклонений значений активной и реактивной мощностей установившегося режима, рассчитанного на основе реальной телеметрии, и значений, полученных после процедуры ОС, применяемой в составе ПК «RASTR».

Таким образом, значение функции оценки эффективности после нанесения шума составило 1098. После чего, последовательно были внесены грубые ошибки в производные параметры активной и реактивной мощностей линий 500 кВ. Величина грубой ошибки для активной мощности равнялась 20 МВт, для реактивной – 30 МВАр. В таблице 1 показано изменение функции эффективности в зависимости от количества вносимых ошибок. После внесения 10-ти грубых ошибок в значения активной мощности и 10-ти грубых ошибок в значения реактивной мощности была проведена априорная фильтрация параметров режима. Для наглядности данную операцию разделили на два этапа. На первом этапе выполнялась фильтрация ошибок в значениях активной мощности. Причем, алгоритм выявил не только 10 внесенных грубых ошибок, но и откорректировал дополнительно значения активной мощности 8-ми линий, где, вследствие наложения шума, потери превышали действительные значения в несколько раз. После фильтрации по активной мощности выполнена процедура ОС, результаты которой представлены в таблице 1.

Таблица 1. Оценка эффективности априорной фильтрации

Вносимые грубые ошибки	Функция оценки эффективности
Установившийся режим	0
Эталонный режим (с наложенным шумом)	1098
5 грубых ошибок P	1485
5 грубых ошибок P, 5 грубых ошибок Q	2476
10 грубых ошибок P, 5 грубых ошибок Q	2827
10 грубых ошибок P, 10 грубых ошибок Q	3586
После обработки ошибок P	3056
После обработки ошибок P и Q	1576

На втором этапе производилась фильтрация по реактивной мощности. Стоит отметить, что нахождение ошибки в реактивной мощности представляет более сложную задачу ввиду особенностей потокораспределения реактивной мощности. Результаты выполнения полного цикла априорной фильтрации также представлены в таблице 1. Таким образом, функция оценки эффективности, то есть сумма квадратов разности между полученными и истинными значениями, уменьшилась более чем в 2 раза, что доказывает целесообразность применения априорной фильтрации совместно с процедурой ОС.

Поскольку в настоящее время в энергосистемах наращивается парк векторных измерений с помощью PMU для СМРР, то логично использовать новые возможности и технологии не только в задаче ОС [6], но и в априорной подготовке первичной (входной) информации в программных комплексах ОС.

В работе [7] все узлы ЭЭС разделены на три группы по типам:

- «тип PMU» – имеются устройства PMU с токовыми и соответственно P и Q измерениями (предполагается, что эти устройства подключены к оптическим трансформаторам тока и напряжения);
- «тип PP» – псевдо PMU, то есть напряжения противоположного от PMU конца ветви, получаемые расчетным путем по схеме замещения ветви (линии или трансформатора), через измеренные значения в начале передачи  $-\dot{U}_{нач}$  и  $\dot{I}_{нач}$ . Эти значения вносятся в априорную начальную оценку либо в виде константы, либо с большим весовым коэффициентом;
- «тип ЭМИ» – информация, в отличие от типа PMU, являющаяся традиционным электромагнитным измерением.

Проведенные вычислительные эксперименты на схемах IEEE-14 и IEEE-30 по использованию соответствующих данных по типам узлов в рассмотренных выше фильтрах, показали, что даже частичное оснащение электрической системы устройствами PMU существенно повышает потенциальную возможность априорной отбраковки плохих данных и эффективность последующей процедуры оценивания состояния. Следует отметить, что достижение подобного уровня точности возможно при условии применения устройств PMU совместно с оптиче-

скими трансформаторами напряжения (ОТН) и оптическими трансформаторами тока (ОТТ), позволяющими выполнять измерения напряжения и силы переменного тока с точностью на порядок более высокой, чем это достигается электромагнитными измерениями.

#### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Оценивание состояния, выполняемое на базе достаточно недостоверной информации, очевидно, имеет большую вероятность ошибки, поэтому, управление режимами, выполняемое в настоящее время, в основном базируется на данных телеметрии, а результаты оценивания состояния используются только для контроля и прогнозирования параметров режима. Результаты проведенного тестирования алгоритма априорной фильтрации на реальной схеме электрической сети доказывают, что результаты оценивания состояния могут быть значительно «улучшены», то есть, приближены к реальным значениям параметров электрического режима. Применение таких алгоритмов не требует никаких дополнительных затрат и позволяет повысить доверие к результатам оценки, тем самым лишая остроты поставленную проблему. При появлении в отечественных энергосистемах ОТТ и ОТН эффект априорной фильтрации повысится.

#### Список литературы

- [1] П.И. Бартоломей, С.А. Ерошенко, Е.М. Лебедев, А.А. Суворов. Новые информационные технологии обеспечения наблюдаемости FACTS на основе измерений PMU // Электроэнергетика глазами молодежи: Труды III Международной научно-технической конференции: Сборник статей в 2-х томах, Екатеринбург, УрФУ, 2012, Т.2. С.17-23.
- [2] П.И. Бартоломей, Е.Н. Котова, Е.М. Лебедев. Априорное обнаружение грубых ошибок телеметрии для оценивания состояния ЭЭС // Электроэнергетика глазами молодежи: Труды Всероссийской научно-технической конференции: Сборник статей в 2-х томах, Екатеринбург, УрФУ, 2010, Т.1. С.96-101.
- [3] Bartolomey, P. I., Kotova, E. N., Lebedev, E. M., A Priory Gross Error Identification for the Power System State Estimation. International Scientific and Technical Conference "Electrical Power Engineering 2010", October 14-16, 2010, Varna, Bulgaria. pp. 87-93.
- [4] А.З. Гамм, И.Н. Колосок, А.М. Глазунова, Ю.А. Гришин. Развитие методов оценивания состояния ЭЭС на основе новых источников данных, технологий распределительных вычислений и методов искусственного интеллекта. Операционное управление в электроэнергетике: подготовка персонала и поддержание его квалификации, № 2, 2011.– С.41-49.
- [5] П.И. Бартоломей, Е.Н. Котова, Е.М. Лебедев, И.С. Нелюбин Исследование влияния априорной фильтрации и синхронизированных векторных измерений на качество оценивания состояния энергосистемы// Материалы конференции Электроэнергетика глазами молодежи, г. Иваново, 2015. – С.
- [6] 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.
- [7] П.И. Бартоломей, С.И. Семененко. Исследование алгоритмов ускоренного расчета режима ЭЭС по данным телеметрии в системе WAMS// Материалы настоящей конференции Электроэнергетика глазами молодежи, Казань, 2016.

# Об автоматизации настройки устройств АЛАР

А.Ю. Берг, Д.С. Бухаров, Р.А. Гусев, Е.Т. Танирбергенов  
Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ  
Иркутск, Россия

В настоящей работе проанализированы различные способы определения принадлежности точек годографа вектора сопротивления к характеристике срабатывания устройств автоматической ликвидации асинхронного режима. Описан подход к ускорению процесса обработки массивов значений времени, активного и реактивного сопротивления, полученных в результате расчета переходного процесса посредством программного комплекса Eurostag.

*Ключевые слова:* автоматизация, устройство автоматической ликвидации асинхронного режима, АЛАР, асинхронный режим, программное обеспечение.

## On computer-aided adjustment of automatics for elimination of asynchronous operation

Aleksey Berg, Dmitriy Bukharov, Roman Gusev, Erzhan Tanirbergenov  
Branch JSC «SO UPS» «Regional Dispatching Office of Irkutsk region Power System»  
Irkutsk, Russian Federation

In the article different approaches for identifying each points of resistance vector hodograph to the actuation characteristic of automatics for elimination of asynchronous operation are examined. We describe the improving operating approach of arrays of time values, active and reactive resistance, which received as result of transition processes calculating in EUROSTAG.

*Keywords:* computer-aided adjustment, automatics for elimination of asynchronous operation, AEAO, asynchronous operation, software.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Для настройки устройств автоматической ликвидации асинхронного режима (АЛАР), выполненных по принципу фиксации изменения сопротивления, требуется проведение значительного количества расчетов переходных процессов с возникновением асинхронных режимов по исследуемой электропередаче.

В связи с тем, что настройка устройств АЛАР выполняется «вручную», на получение итоговой настройки устройств АЛАР по исследуемой электропередаче затрачивается значительное количество времени. Программного обеспечения (ПО), позволяющего выполнять настройку устройств АЛАР полностью в автоматическом режиме, в настоящее время не существует.

Автоматизация настройки устройств АЛАР позволит существенно сократить временные затраты на ее выполнение, а также снабдит пользователя инструментарием для проведения многовариантных расчетов и выбора оптимальной настройки устройств АЛАР, удовлетворяющей предъявляемым к ней требованиям.

Исходными данными для разрабатываемого ПО являются массивы значений времени, активного и реактивного сопротивления, полученных в результате расчета переходного процесса посредством программного комплекса Eurostag.

Для получения оптимальной настройки некоторого устройства АЛАР необходимо обработать значительное количество массивов значений времени, активного и реактивного сопротивления, при этом требуется многократное определение принадлежности точек годографа вектора сопротивления к характеристике срабатывания устройства АЛАР.

Многократное повторение однотипных операций обусловлено последовательной настройкой характеристики срабатывания устройства АЛАР и подбором таких ее параметров, которые обеспечивали бы корректную работу самого устройства АЛАР в условиях промышленной эксплуатации на объектах электроэнергетики.

Таким образом, обработка вышеописанных массивов данных является узким местом, поэтому особое внимание уделено оптимизации скорости определения принадлеж-

ности точек годографа вектора сопротивления к характеристике срабатывания устройства АЛАР.

Рассмотрим скорость работы вычислительных алгоритмов на примере определения принадлежности некоторой точки исследуемого годографа вектора сопротивления к трапециевидной характеристике.

## II. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИНАДЛЕЖНОСТИ ТОЧКИ К ЗАДАННОЙ ГЕОМЕТРИЧЕСКОЙ ФИГУРЕ

Как известно, трапеция без особых проблем представляется в виде двух треугольников, поэтому исследованы алгоритмы определения принадлежности точки к заданному треугольнику, основанные на методе сравнения площадей, методе относительности координат и векторном методе, а также универсальный метод трассировки лучом.

Подробное описание этих методов с примерами реализации на различных языках программирования можно при желании найти в сети Интернет.

Замер времени обработки массивов данных выполнялся на компьютере с процессором AMD Athlon II Dual-Core M300 2.00 GHz под управлением операционной системы Windows 7, проверка принадлежности к заданной фигуре выполнялась для  $10^9$  точек.

На рис. 1 представлен результат обработки  $10^9$  точек вышеописанными методами. Как можно видеть, наибольшую скорость ( $1,742 \cdot 10^7$  точек/с) и, соответственно, меньшее время (57,4 с) решения задачи показал векторный метод. Наихудший результат решения задачи – метод сравнения площадей.

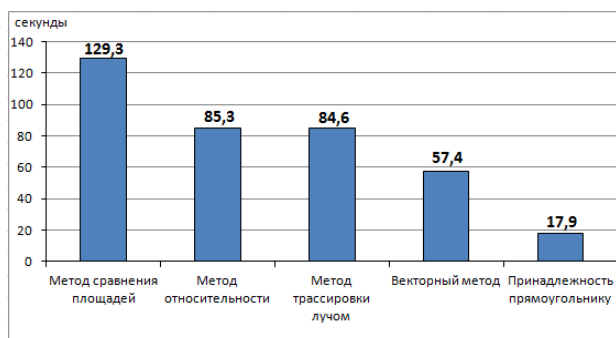


Рис. 1. Результат замера времени решения задачи определения принадлежности точки к заданной фигуре

В ходе вычислительного эксперимента выявлено, что векторный метод правильно определяет принадлежность точки к заданной фигуре с точностью координат только до трех знаков после запятой.

В качестве основы для модуля определения принадлежности точки к заданной фигуре (в разрабатываемом ПО) выбран метод относительности координат. Несмотря на то, что метод трассировки лучом дает меньшее время решения задачи, в методе относительности координат используется меньшее количество вычислительных операций, что снижает вероятность сбоя при обработке данных.

## III. ПОДХОД К УСКОРЕНИЮ ПРОЦЕССА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИНАДЛЕЖНОСТИ ТОЧКИ К ЗАДАННОЙ ФИГУРЕ

Поскольку применение метода относительности координат для обработки всего массива данных является неэффективным с вычислительной точки зрения, потребовалась модификация вычислительного модуля.

Существенно меньшее количество вычислительных операций выполняется при определении принадлежности точки к прямоугольнику, время решения задачи при  $10^9$  точек составляет всего лишь 17,9 с (см. рис.1). Учитывая такое преимущество в скорости обработки, принято решение о комбинировании двух методов с целью снижения вычислительных затрат.

Суть комбинационного подхода к ускорению процесса определения принадлежности точки к заданной фигуре заключается в следующем:

- трапециевидная характеристика описывается прямоугольником;
- в первую очередь для любой точки выполняется проверка принадлежности к этому описывающему прямоугольнику;
- если некоторая точка оказывается внутри описывающего прямоугольника (см. рис. 2, красные точки), то принадлежность для следующих десяти точек определяется по методу относительности координат;
- после десяти проверок принадлежности к трапециевидной характеристике выполняется проверка принадлежности к прямоугольнику;
- если точка не принадлежит прямоугольнику (см. рис. 2, черные точки), то далее проверяется только принадлежность к трапеции, в противном случае для следующих десяти точек проверка принадлежности выполняется по методу относительности координат.

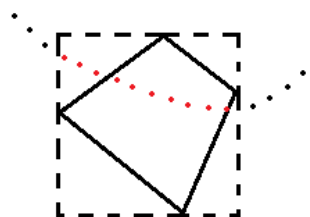


Рис. 2. Определение принадлежности точки к описывающему прямоугольнику

Весь описанный процесс повторяется до тех пор, пока не будут обработаны все точки.

Если количество точек, лежащих внутри описывающего прямоугольника, составляет 10% от общего числа, то время вычисления сокращается приблизительно на 70% (метод относительности координат – 85,8с, комбинированный метод – 24,7с).

Сокращение количества вычислительных операций позволяет не только ускорить получение результата решения задачи, но и облегчить процесс сопровождения и отладки ПО в дальнейшем.

# Дистанционное секционирование воздушных линий 6 кВ с целью повышения производительности труда и сокращения потерь нефти

Ф.Ф. Билалов  
ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»  
Альметьевск, Россия  
farid\_54@mail.ru

В статье показан способ дистанционного управления реклоузерами. PLC-технология позволяет организовать каналы связи с реклоузерами, расположенными в недоступных для радиосвязи или не охваченных мобильными операторами местах, с использованием существующей инфраструктуры распределительных силовых сетей и без применения дорогостоящих высоковольтных конденсаторов связи.

*Ключевые слов: реклоузер, PLC-технология, связь.*

## Remote sectioning of air-lines of 6 kV for the purpose of increase of labor productivity and reduction of losses of oil

Bilalov F.F.  
LLC Tagras-Energoservice  
Almetyevsk, Russia  
farid\_54@mail.ru

The way of remote control of reklouzer is shown in article. The PLTs-technology allows to organize communication channels with the reklouzer located in the inaccessible for a radio communication or not captured by mobile operators places with a ispolzovaniye of a sushchestvuyushchyinfrastruktura the raspredelitelnykh the silovykhsety and without use of expensive high-voltage condensers of communication.

*Keywords: a reklouzer, PLTs-technology, communication.*

Наиболее эффективным способом повышения надежности электроснабжения в воздушных электрических сетях среднего напряжения является секционирование линии коммутационными аппаратами (разъединителями, управляемыми разъединителями, пунктами секционирования). Для повышения надежности электроснабжения рекомендуется применить ручное дистанционное секционирование воздушных линий 6кВ. Преимуществом дистанционного секционирования является сокращение времени локализации повреждения и затрат на многочисленные переезды оперативных бригад. На сегодняшний день на объектах ПАО «Татнефть» эксплуатируется 82 реклоузера, однако связь с данными аппаратами отсутствует, что сводит на нет все преимущества дистанционного секционирования.

Данную проблему можно решить следующими способами:

- применением GSM- модемов или радиомодемов. Данный вид связи не всегда обеспечивает устойчивую связь с оператором сети, т.к. реклоузеры расположены в недоступных для радиосвязи или не охваченных мобильными операторами местах;
- применением высокочастотной связи. Однако данный вид связи требует значительных капитальных

вложений, т.к. применяются громоздкие устройства согласования приемопередающей аппаратуры связи с линией электропередачи;

- применением Wi-Fi связи. Данный вид связи был реализован силами ООО «ТатАвтоматизация» на близко расположенных к подстанции реклоузерах (расстояние 100-150 м). Для удалённо расположенных объектов данный вид связи неприменим;
- применением оптоволоконной связи. Данный вид связи требует значительных капитальных вложений, т.к. расстояние от подстанции до реклоузеров достигает 10-12 км;
- PLC-технология [1]. Данная технология позволяет организовать каналы связи с реклоузерами. Создание сетей на базе данной технологии предполагает отсутствие громоздких устройств согласования приемопередающей аппаратуры связи с линией электропередачи. Кроме того, создание таких каналов позволяет исключить затраты на оплату используемой радиочастоты или трафика за пользование услугами GSM/GPRS-связи.

Система связи передачи данных с реклоузеров по воздушным линиям электропередачи с применением модулей

связи НТС-7075-03 позволяет обеспечивать бесперебойную передачу телеметрических данных на диспетчерский пункт, дистанционно менять уставки и оперировать (вкл, откл) реклоузером.

Модуль связи НТС-7075 (рис.1) выполнен в собственном корпусе в классе защиты IP-30 и сохраняет работоспособность при температуре окружающей среды от  $-40^{\circ}\text{C}$  до  $+55^{\circ}\text{C}$ . Модуль связи НТС-7075, в зависимости от качества линии электропередачи и помеховых условий, позволяет устанавливать связь между двумя пунктами связи на расстоянии до 40км.



Рис. 1. Модуль НТС-7075-03

На реклоузере блок согласования передатчика устанавливается на провод заземления питающего трансформатора 10/0,22кВ (рис. 2).



Рис. 2. Заземление трансформатора напряжения

Для этого трансформатор устанавливают на опорных изоляторах (корпус трансформатора изолируется от металлических конструкций) и заземляют при помощи гибкого провода соответствующего сечения, предварительно продев его несколько раз через кольцо блока согласования (рис. 3).



Рис. 3. Монтаж проходных изоляторов напряжением 6(10кВ)

К блоку управления реклоузером модуль подключается при помощи интерфейса RS-485. Модуль может располагаться в отдельном всепогодном корпусе, закрепленном на опоре ВЛ.

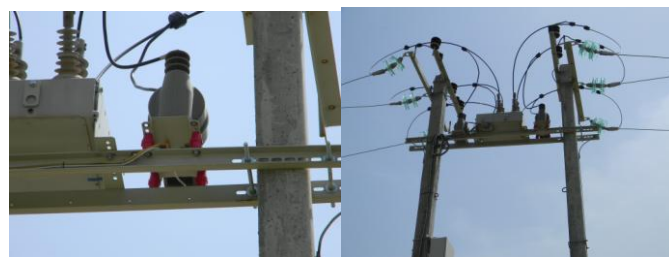


Рис. 4. Итоговый вид реклоузера

Блок согласования приемника (на стороне питающей подстанции) устанавливается на шине заземления кабельной вставки (рис.5). Вторичная обмотка высокочастотного трансформатора реализована путем «нанизывания» кольцевого сердечника трансформатора с намотанной на нем первичной обмоткой на проводник, заземляющий бронированную оплетку кабеля. За счет этого обеспечивается надежная защита обслуживающего персонала и приемопередающей аппаратуры от высокого напряжения. При таком способе организации канала связи не требуется применение дорогостоящих высоковольтных конденсаторов для подключения к ВЛ.

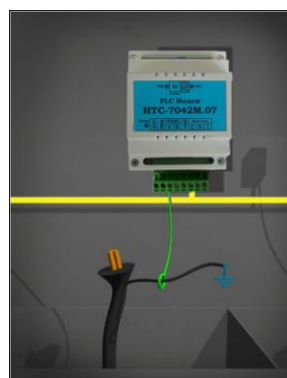


Рис. 5. Блок согласования приемника

От питающей подстанции до диспетчерского пункта могут применяться другие каналы связи, радиоканал, GPRS/GSM канал, оптоволокно, Ethernet, выделенные телефонные линии. Модули обеспечивают функцию ретрансляции и маршрутизации.

Реализация телесигнализации и телеуправления реклоузерами позволит значительно сократить время простоя ВЛ-6(10)кВ и снизить недобор нефти.

Также по предложенной системе возможна организация связи со станциями катодной защиты, станциями управления скважин и отдельно стоящими КТП.

### Список литературы

- [1] Патент на изобретение “Устройство передачи информации №2221333 от 10 января 2004 года” / Е.Е. Прозоровский.
- [2] Ю.Д.Цветков. Эволюция автоматизированных систем оперативно-диспетчерского управления подстанциями //Автоматизация в промышленности. 2013. №11.



# Визуализация CIM-описания объекта

Д.В. Борцов, И.М. Кац

ФГБОУ ПО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Томск, Россия

BortsovDV@mail.ru

В настоящее время в России, на предприятиях электроэнергетики активно внедряется общая информационная модель (Common Information Model – CIM), которая всё множество элементов электроэнергетической системы представляет в виде описания объектов, их свойств и связей между ними. Такое единое описание позволяет осуществлять интеграцию различных приложений. Существующее в настоящее время программное обеспечение для работы с данными, представленными в формате CIM XML, позволяет отображать информацию в виде UML диаграмм. Такой вид представления данных об энергообъектах является трудным для непосредственного восприятия профильными специалистами энергетических компаний при анализе и подготовке данных, представленных в формате CIM XML.

*Ключевые слова: общая информационная модель, обмен информацией, CIM-описание, xml-файл.*

## Visualization CIM - description of the object

D.V. Bortsov, I.M. Katz

National Research Tomsk Polytechnic University,

Tomsk, Russia Federation

BortsovDV@mail.ru

Nowadays in Russia at power plants actively promoted Common Information Model – CIM, which represent a bunch of elements of electric power system as a description of objects, their properties and connections between them. Such a unified description enables the integration of different applications. Extant software to work with the data, represented in a format CIM XML, allows you to display information in the form of UML diagrams. This kind of reporting of power facilities is difficult for the direct perception specialized professionals of energy companies in the analysis and preparation of data, represented in a format CIM XML.

*Keywords: common information model, information exchange, CIM description, xml file.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время для организации процесса управления ЭЭС применяется большое количество различного программного обеспечения. При этом в большинстве случаев информационное взаимодействие между ними отсутствует, либо используются модули для преобразования данных из одних форматов в другие. При данном преобразовании может происходить искажение или потеря данных, что затрудняет интеграцию программного обеспечения в ЭЭС.

Для решения данного вопроса в России, на предприятиях электроэнергетики активно внедряется общая информационная модель (CommonInformationModel – CIM), которая представляет собой открытый стандарт, определяющий представление управляемых элементов в виде совокупности объектов и их отношений.

При этом CIM можно представить как способ, позволяющий нескольким участникам обмениваться информацией, необходимой для управления их элементами. Упрощение заключается в том, что CIM не только определяет представление управляемых элементов и управляющей информации, но и предоставляет возможность управлять

ими и контролировать их работу. Управляющее программное обеспечение, созданное с использованием CIM, может работать с множеством реализаций этого стандарта без потери данных или сложных перекодировок.

В настоящее время CIM описывается следующими нормативными документами:

- Стандарт МЭК 61970-301 является семантической моделью, которая описывает компоненты системы управления производством и передачей электроэнергии, а также связи между компонентами.
- Стандарт МЭК 61970-302 расширяет эту модель для покрытия других аспектов обмена данными, таких как отслеживание имущества, планирования работы и выставления счетов потребителям.
- Стандарт IEC 61968-11, описывает дополнительные части информационной модели, которые имеют отношение к логическому представлению работы предприятия, включая активы, расположение, деятельность, документацию, и управление работами [1 – 3].

CIM позволяет построить модель энергетической компании: описать все объекты электроэнергетики (например, электростанции, ЛЭП, подстанции, трансформаторы, измерения, расписания и т.д.) и связи между ними. При этом создается стандартизованное независимое от поставщиков программного обеспечения эталонное описание инфраструктуры предприятия электроэнергетики. На базе полученной общей модели удобно разрабатывать новые приложения, проще внедрять новые приложения (инфраструктура предприятия описана стандартным образом), легко обмениваться информацией между системами (которые используют общую информационную модель).

## II. РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОГРАММЫ

При разработке новых приложений CommonInformationModel используется как основа для построения логической схемы данных, при этом стандарт не накладывает ограничений на организацию хранения данных в СУБД. Для обмена информацией из информационной модели CIM можно получить в виде xml файла, записанного в соответствие с правилами CIM XML Model XML Exchange.

Существующее в настоящее время программное обеспечение для работы с данными, представленными своими CIM описаниями, в основном не учитывает специфику электроэнергетической отрасли и позволяет представлять данные в виде UML схем [4], либо позволяют производить преобразование данных в свой внутренний формат и производить работу только с теми данными, которые используются только в том или ином программном обеспечении (например RastrWin, Модус, Eurostag).

В данной работе разрабатывается программное обеспечение, которое непосредственно позволяет представлять данные, представленные своими CIM описаниями с учетом специфики свойств описания энергетического оборудования.

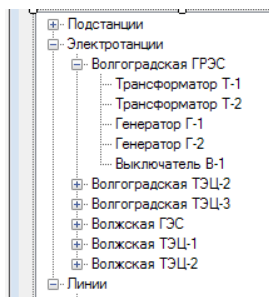


Рис. 1. Древоподобная структура отображения данных

Анализ возможных форм представления данных показал, что наиболее удобной формой отображения данных является древовидная структура, классифицированная по принципу принадлежности оборудования к энергообъекту. Особую позицию в данной структуре занимают воздушные и кабельные линии, так как они связывают, как правило, два объекта между собой. В этом случае необходимо добавлять данный элемент в структуру объектов,

которые она связывает между собой с указанием объектов, которые связывает данный элемент между собой. На рис.1 и рис.2 показан интерфейс разрабатываемого программного обеспечения.

При выборе того или иного элемента энергообъекта в правой части экрана отображается карточка данного элемента, на которой выводится информация о нем в соответствии с его CIM описанием. Также в карточке отображается условное графическое изображение объекта с указанием состояния коммутационных аппаратов и данных по измерениям электрических величин.

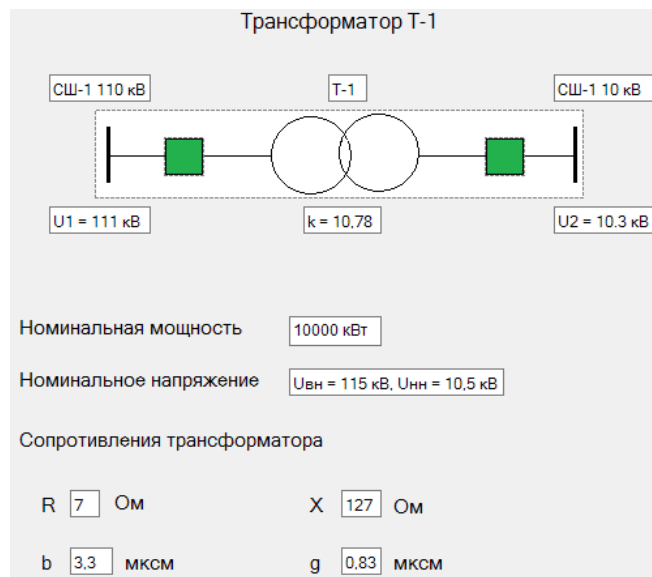


Рис. 2. Карточка трансформатора

## III. ВЫВОД

Далее предполагается дополнить разрабатываемый программный продукт справочниками по типовому электрооборудованию и возможностью редактирования данных, касающиеся свойств оборудования.

Таким образом, разрабатываемый программный продукт позволит отображать и вносить изменения в данные CIM описания объекта в доступной для понимания специалистов энергокомпаний форме.

### Список литературы

- [1] IEC 61970-301: Energy management system application program interface (EMS-API) - Part 301: Common information model (CIM) base.
- [2] IEC 61970-302: Energy management system application program interface – Part 302: Common information model (CIM) financial, energy scheduling and reservations.
- [3] IEC 61968: Application integration at electric utilities - System interfaces for distribution management - Part 11: Common information model (CIM) extensions for distribution.
- [4] Mathias Uslar, Michael Specht, Sebastian Rohjans The Common Information Model CIM IEC 61968/61970 and 62325 – A practical Introduction o the CIM, Springer-Verlag Berlin Heidelberg – 2012. – С. 162.

# Автоматизация контроля гололедообразования на проводах воздушных линий электропередачи

А.А. Быкиев, Р.Г. Минуллин, Т.К. Филимонова, В.А. Касимов  
ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»  
Казань, Россия  
Bykiev.Andrey@gmail.com

В данной статье рассматривается проблема гололедообразования на воздушных линиях электропередачи в зимний период. Для автоматизации диагностики наличия гололедных отложений и повреждений в режиме реального времени разработан программный комплекс локационной диагностики состояния воздушных линий.

*Ключевые слова:* метод локационного зондирования, гололедообразование, воздушные линии электропередачи, рефлектограмма, цифровая обработка сигнала, протокол МЭК 60870-5-104.

## Automatization control of ice glaze on the wires of overhead power transmission lines

Andrey Bykiev, Renat Minullin, Tamara Filimonova, Vasil Kasimov  
FSBEI HE Kazan State Power Engineering University  
Kazan, Russia  
Bykiev.Andrey@gmail.com

In this article considered the problem of ice glaze detection on the wires of overhead power transmission lines in winter. The software system was developed for automatic control of ice glaze on the wires of overhead lines and fault detection in real-time using location method.

*Keywords:* location method, icing, overhead power transmission lines, trace, digital signal processing, IEC 60870-5-104 protocol.

### I. ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день около четверти аварий в зимний период на воздушных линиях (ВЛ) электропередачи вызваны гололедообразованием. Проблема осложняется тем, что ВЛ охватывают огромные территории, таким образом, они являются наименее надежными элементами современной энергосистемы. Гололед, образовавшийся на проводах, может привести к разрушению линии, а определенные места повреждения и восстановление поврежденных участков ВЛ являются сложными и дорогостоящими технологическими операциями. Поэтому своевременное обнаружение появления гололедных отложений является актуальной проблемой для электроэнергетики России. В настоящее время известно большое количество методов по обнаружению гололеда на проводах ВЛ, однако все они имеют определенные недостатки. Локационный метод зондирования является наиболее перспективным, т.к. локационные датчики не требуют наличия специального телемеханического канала, а также данный метод позволяет определить место и вид повреждения (обрыв или замыкание проводов) на протяжении всей линии.

### II. РАБОТА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА

Разработанный программный комплекс предназначен для автоматизации расчета и передачи на диспетчерский

пункт данных локационного контроля гололедообразования на проводах ВЛ, что позволит контролировать состояние ВЛ в режиме реального времени и своевременно предпринимать меры по предотвращению аварий, вызванных гололедными отложениями.

Программный комплекс разрабатывался на объектно-ориентированном языке программирования C#. Программы, разработанные на языке C#, имеют высокую производительность, автоматический сборщик мусора позволяет автоматизировать управление памятью, а удобная интегрированная среда разработки VisualStudio и наличие богатой документации позволяют быстро разрабатывать приложения любой сложности.

Программный комплекс локационной диагностики позволяет решать следующие задачи:

- фильтровать помехи и выделять полезный локационный сигнал;
- определять затухание и запаздывание отраженных локационных сигналов;
- определять толщину гололедных отложений на проводах ВЛ по изменению параметров отраженных сигналов в режиме реального времени;
- определять наличие, вид и место повреждения;

- передавать данные о наличии и толщине гололедных масс на пункт диспетчера по протоколу МЭК 60870-5-104.

На рис. 1 представлено окно настроек ВЛ. Пользователю необходимо задать основные настройки, такие как: название линии, настройки фильтрации, адрес МЭК, по которому будут передаваться данные о толщине стенки гололедных отложений на пункт диспетчера, директорию для наблюдения, настройки для определения толщины гололеда, также пользователь может активировать диагностику повреждений, выбрав необходимый метод для диагностики. После задания настроек необходимо нажать кнопку «Сохранить», иначе в случае закрытия программы все настройки будут утеряны.

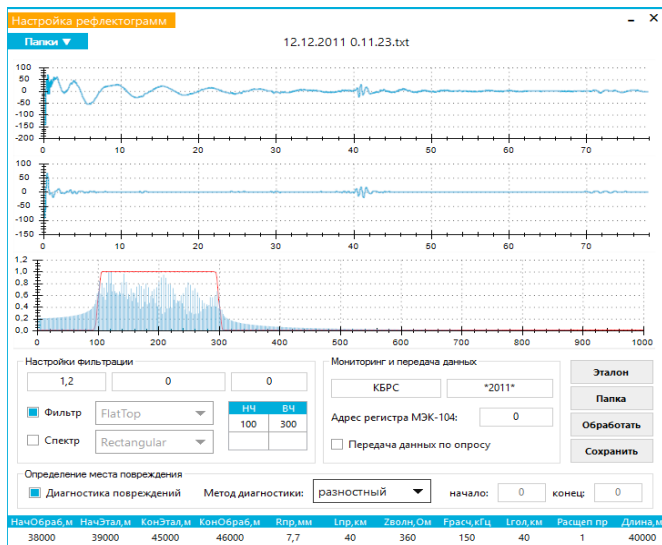


Рис. 1. Окно настроек линии комплекса локационной диагностики

В случае обнаружения повреждений, пользователю будет выдано сообщение об обнаружении повреждения, его типа (короткое замыкание или холостой ход), а также расстояние до места повреждения (рис. 2). В алгоритме обнаружения повреждений учтено влияние наводок на аппаратуру локационного зондирования.

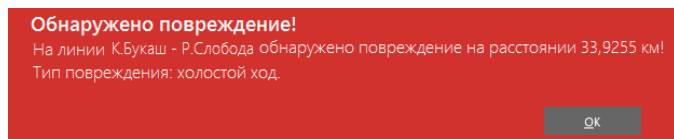


Рис. 2. Сообщение об обнаружении повреждения на ВЛ

После включения устройства мониторинга производится обработка данных. На рис.3 представлено главное

окно программы, на котором отображается толщина гололедных отложений.

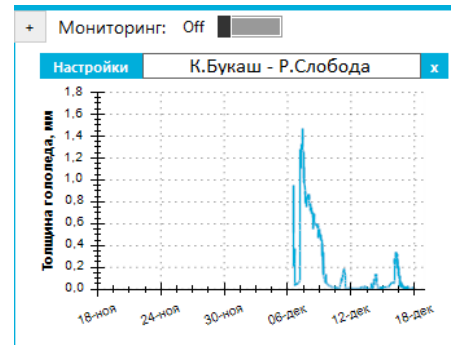


Рис. 3. Отображение толщины гололеда на проводах линии

### III. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Внедрение метода локационного зондирования позволит автоматизировать диагностику состояния ВЛ, предупреждать возникновение аварий, а при авариях – устанавливать вид и место повреждения. Все это приведет к значительному сокращению времени отключения потребителей при возникновении аварий, повысит надежность работы обнаруженных некачественных участков электролиний, обеспечит потребителей бесперебойным и качественным энергоснабжением, а также позволит сэкономить средства, необходимые для устранения последствий аварий.

Разработанный программный комплекс позволит оперативно диагностировать состояние ВЛ и своевременно принимать меры по предотвращению аварий в зимний период, связанных с обрывом проводов на ВЛ. Планируется его применение в аппаратуре, установленной на территориях Татарстана, Башкортостана и Северного Кавказа.

### Список литературы

- [1] Шалыт Г.М. Определение мест повреждений линий электропередачи импульсным методом. – М: Энергия, 1968. – 216 с.
- [2] Минуллин Р.Г., Касимов В.А., Филимонова Т.К., Яруллин М.Р. Локационное обнаружение гололеда на воздушных линиях электропередачи. Часть 1 // Научно-технические ведомости СПбГУ 2 (193) 2014.
- [3] Быкиев А.А., Филимонова Т.К., Минуллин Р.Г. Разработка программного комплекса управления аппаратурой локационного зондирования. Материалы 22 Международной науч.-техн. конференции «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика». Т. 1, М: МЭИ, 2016. – С. 263.

# Программа дорасчета телеизмерений и телесигнализации с графическим интерфейсом создания алгоритмов

А.С. Васильев, Т.С. Гурин, Н.Ю. Руденко, И.В. Симонов

ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»  
Томск, Россия  
rud\_nick@list.ru

Эксплуатация оперативно-информационного комплекса (ОИК) связана с периодическим вводом новых и проверкой существующих алгоритмов для расчета телеизмерений (ТИ) и телесигнализации (ТС). Встроенные редакторы алгоритмов расчета используют формульный вид, имеющий ряд недостатков: ввод, редактирование, восприятие алгоритмов и поиск ошибок крайне затруднителен. Кроме того, существующие средства дорасчета ТИ и ТС имеют ограниченный функционал, что приводит к необходимости написания отдельных программ на языке высокого уровня для каждого сложного алгоритма расчета. С учетом вышесказанного, разработана программа, позволяющая создавать и редактировать сложные алгоритмы в графическом виде и производить по ним дорасчет в реальном времени с чтением исходных данных и записью результатов в ОИК СК-2007. Программа позволяет экономить время для разработки алгоритмов и помогает исключить большинство ошибок на этапе проектирования.

*Ключевые слова: визуальная среда программирования, дорасчет, алгоритмы, телеизмерения, телесигнализация, ОИК.*

## Program for calculating telemetry and remote signaling with graphical user interface creation of algorithms

Alexey Vasilev, Timofei Gurin, Nikolay Rudenko, Igor Simonov

National Research Tomsk Polytechnic University  
Tomsk, Russian Federation  
rud\_nick@list.ru

Operation of operational information complex (SCADA) is associated with the periodic introduction of new algorithms and validation of existing calculations of telemetry and remote signaling. Built-in editors algorithms calculate a formula using the form that has a number of shortcomings: entry, editing, perception algorithms and search for errors extremely difficult. In addition, the existing means of calculating the telemetry and television have limited functionality, which makes it necessary to write individual programs in high-level language for every complex calculation algorithm. In view of the above, a program that allows to create and edit complex algorithms in graphical form and make payment on them in real-time reading of the original data and recording the results in the SCADA SK-2007. The program saves time for the development of algorithms and helps eliminate most errors in the design phase.

*Key words: visual programming environment, calculation, algorithms, telemetry, remote signaling, SCADA.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

ОАО «СО ЕЭС» (Системный оператор Единой энергетической системы) России осуществляет централизованное оперативно-диспетчерское управление, а так же обеспечивает перспективное развитие ЕЭС России. Для достижения необходимой надежности оперативного управления режимами энергосистем, диспетчерам должны быть доступны все необходимые данные, предоставляемые оперативно-информационным комплексом в виде таблиц и графиков на формах отображения. Однако не всегда данные, поступающие с устройств телемеханики, являются достаточными, и приходится производить дорасчет недостающих параметров. В «СО ЕЭС» это осуществляется с помощью ОИК СК-2007, который имеет свой редактор формул[1]. Однако процесс создание новых алгоритмов в ОИК не всегда удобен, зачастую из-за громоздких формул, а редактирование имеющихся вызывает трудность в понимании и отыскании ошибок.

Для упрощенного создания алгоритмов расчета, а так же их редактирования, разрабатывается данное программное обеспечение.

### II. ОПИСАНИЕ ПРОГРАММЫ

Разрабатываемое приложение имеет две функциональные части. Блок графического проектирования и блок оперативного дорасчета.

Графический редактор обеспечивает возможность графической реализации алгоритмов дорасчета при помощи заложенного в него набора библиотечных блоков. С их помощью имеется возможность реализации широкого спектра математических и логических операций (сложение, умножение, тригонометрические функции, логическое И, ИЛИ и тд.). Данная библиотека является расширяемой, что позволяет добавлять необходимые функциональные блоки (доступно только для разработчика программы).

На текущий момент времени большинство дорасчетных функций программы представлено функциональными блоками, реализующими простейшие операции (сложение, умножение и т. д.). В дальнейшем планируется расширение функциональности программы путем введения блоков, содержащих вложенные структуры.

На рисунке 1 показан интерфейс на примере простейшего алгоритма суммирования двух токов.

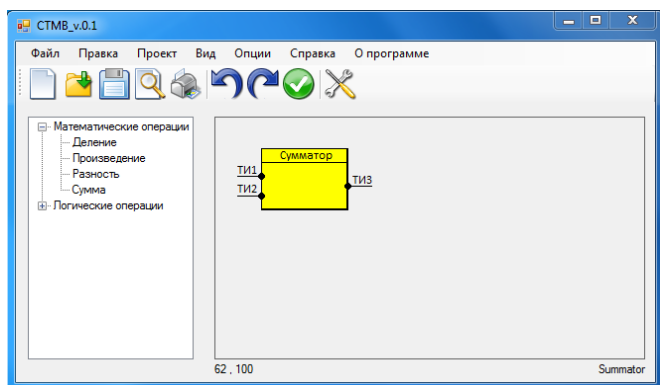


Рис. 1. Окно блока графического программирования

В результате, введенный алгоритм будет сформирован в виде конфигурационного XML-файла для обработки второй частью программы. В программе предусмотрена возможность сохранения и редактирования полученного алгоритма.

Вторая часть программы, непосредственно отвечающая за дорасчет параметров ТИ, ТС, обеспечивает чтение XML-файла, сформированного блоком графического проектирования и реализацию записанного в нем алгоритма[2]. После загрузки конфигурационного файла созданный алгоритм запускается для выполнения. Ниже приведено подробная последовательность действий:

- установление связи с сервером ОИК;
- получение из конфигурационного XML-файла списка необходимых ТИ, ТС;
- запрос телеинформации из БДРВ (базы данных реального времени) ОИК;

- обработка данных;
- запись дорасчетных параметров в БДРВ.

Функциональная схема программы приведена на рис.2.

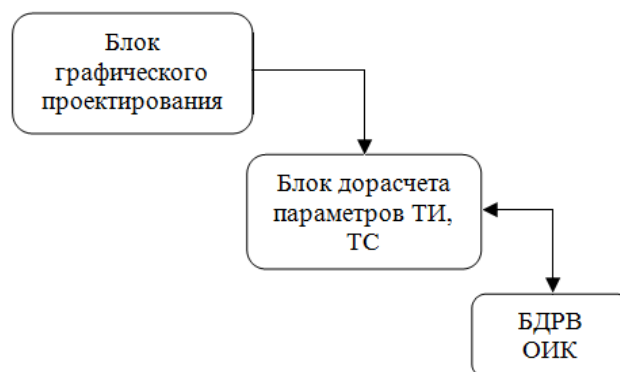


Рис. 2. Функциональная схема ПО

Запись дорасчетной телеинформации осуществляется в БДРВ в соответствующие ТИ, ТС, которые должны быть созданы предварительно штатными средствами СК-2007.

### III. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Полученная программа призвана помочь специалисту АСДУ в реализации различных алгоритмов дорасчета, которые, в силу различных причин, не могут быть реализованы средствами встроенного редактора формул ОИКа.

Использование графического представления функциональных блоков позволит сэкономить время разработки новых алгоритмов обработки ТИ, ТС, а так же упростить процедуру выявления ошибок и корректировки уже имеющихся.

### Список литературы

- [1] “Функции SCADA приложений / Веб-страница ЗАО «Монитор Электрик» [Электронный ресурс]. – URL:<http://www.monitel.ru/products/ck-2007c/overview/funktsii-scada.html> (дата обращения: 31.05.2016).”
- [2] Одиночкина С.В. Основы технологий XML –Санкт-Петербург.: НИУ ИТМО, 2013. – 56 с.
- [3] Шилдт Г. C# 4.0: полное руководство – М.: ООО «И.Д. Вильямс», 2011. – 1056 с.: ил.

# О применении статистического интеллектуального анализа аварийности электрооборудования 6 – 500 кВ электрических сетей Поволжского региона

В.Г. Гольдштейн, М.М. Шестова  
ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»  
Самара, Российская Федерация  
m.shestova-1993@mail.ru

В данной статье рассматривается анализ аварийности электрооборудования 6 – 500кВ электрических сетей Поволжского региона. Исходной базой для разработки методологии являлась информационная база аварийности. В ходе работы применялись методы математического анализа, математической статистики, теории вероятности, а так же программное обеспечение Datamining.

*Ключевые слова: силовой трансформатор, коммутационная аппаратура, воздушные линии электропередач, ограничитель перенапряжения, функция плотности, нормальный закон распределения, двухпараметрическое распределение Вейбулла.*

## Application of the statistic intellectual analysis of breakdown susceptibility of electric equipment 6 - 500 kV of electrical system of the volga region

Valery Goldstein, Mariya Shestova  
State educational institution of higher professional education Samara State Technical University  
Samara, Russian Federation  
m.shestova-1993@mail.ru

This article discusses analysis of accidents of electrical equipment of 6 – 500 kV electrical networks of the Volga region. The original basis for development of methodology is information basis of breakdown susceptibility of equipment. Methods of the mathematical analysis, mathematical statistics, probability theory, and also the software of Data mining were applied in this work.

*Keywords: power transformer, switchgear, overhead power transmission line, overvoltage delimitter, frequency function, normal distribution law, two-parameter distribution of Veybull.*

### I. ПРОБЛЕМА АВАРИЙНОСТИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Вопросы аварийности в электроэнергетической системе (ЭС) неразрывно связаны с понятием надежности электроснабжения потребителей. При высокой аварийности в ЭС надежность электроснабжения можно повысить за счет введения дополнительных генерирующих мощностей (резерва), но этот способ приводит к экономически нецелесообразным затратам на возведение и содержание введенных резервов. Отечественная и мировая практика показывают, что создание и эксплуатация больших технических систем, наряду с положительным их воздействием на развитие цивилизации, имеет отрицательное влияние на окружающую среду. Это выражается в риске возникновения крупных аварий, которые могут стать причиной причинения тяжелого вреда здоровью человека, нанесения непоправимого вреда экологии и ущерба промышленно-экономической деятельности. Исходя из вышеуказанного, проблеме снижения аварийности в ЭС уделяется пристальное внимание.

### II. ОЦЕНКА АВАРИЙНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

#### A. Методы анализа аварийности систем электроснабжения

Для оценки уровня аварийности систем электроснабжения (ЭС) используются методы статистики, прогнозирования, корреляционного, топологического анализа, характеристики которых приведены в таблице. Их основа - данные аварийной статистики, испытаний и диагностики в определенном интервале времени.

Современные информационные технологии и компьютеризация производства позволяют прогнозировать отказ электроустановки по данным анализа аварийности конкретных видов электрооборудования (ЭО), и предотвратить нежелательные последствия, вызванные его повреждением либо отказом. Одним из способов, в которых используются новейшие технологии, стал метод интеллектуального анализа DataMining [2]. Это - технология выявления скрытых взаимосвязей внутри больших баз данных. В общем случае она позволяет решать задачи:

- выявления взаимосвязей, причинно-следственных связей, ассоциаций и аналогий, опре-

деление факторов времени и локализация событий или явлений по месту;

- классификации событий и ситуаций по конкретным характеристикам;
- прогнозирования хода технологических и организационных процессов и событий.

#### МЕТОДЫ АНАЛИЗА АВАРИЙНОСТИ СЭС

Метод	Основание	Достоинства	Недостатки
Статистический	Анализ статистических данных	Наглядность, простота понимания, получение достоверных данных	Отражение только текущего состояния объекта (как факт)
Структурный	Построение структурной схемы	Учет функциональных связей между объектами, оценка надежности и вероятности отказа, возможность исследовать любое звено структуры	Необходимость графического отображения структурных связей, сложные математические расчеты
Логико-вероятностный	Расчет показателей надежности электроснабжения и риска эксплуатации электрических сетей	Оценка показателя риска отказа и экономического ущерба от отказа	Трудоемкие математические расчеты, составление структурной схемы
Интеллектуальный	Обработка данных и выявление новых моделей и скрытых тенденций	Не требует трудоемких расчетов, позволяет исследовать неограниченные базы данных, выявляет перспективную модель поведения объекта	На данный момент не обнаружены

#### В. Анализ аварийности электрооборудования электрических сетей Поволжского региона

В качестве опорного статистического материала рассматривается база аварийности ЭО электрических сетей Поволжского региона, согласно данным которой на сегодняшний день зафиксировано около 40000 отказов. На рис.1 представлены данные о причинах повреждения ЭО.

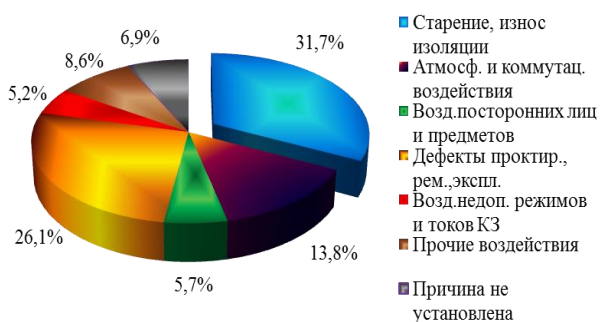


Рис. 1. Диаграмма основных повреждений ЭО

Оценка результатов анализа, позволяет сделать вывод, что основная часть аварий происходит из-за старения и износа изоляции, при этом имеет значение специфика эксплуатации ЭО, так для силовых трансформаторов (СТ) и измерительных трансформаторов тока и напряжения (ТТ и ТН) [1] наиболее характерен износ изоляции, связанный с естественным старением ЭО. Для коммутационных аппаратов (КА) к названной причине добавляются дефекты при изготовлении или ремонте ЭО. Для защитных аппаратов, в частности, ограничителей перенапряжений (ОПН) в соответствии с назначением высокая доля вероятности выхода из строя *при воздействии перенапряжений*.

#### III. АНАЛИЗ СТАТИСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ И ПОДБОР ВЕРОЯТНОСТНЫХ ЗАКОНОВ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ

Обработка статистического материала выполнялась с помощью программных пакетов Microsoft Excel 2010, MathCad 15. Вычислялись среднее квадратичное отклонение, дисперсия, математическое ожидание. При определении вида теоретических вероятностных законов распределения подбирались следующие законы: двухпараметрическое распределение Вейбулла, экспоненциальное распределение, логнормальное распределение, нормальное распределение. На рис.2. представлены вероятностные плотности указанных распределений для СТ 6 ÷ 500 кВ.

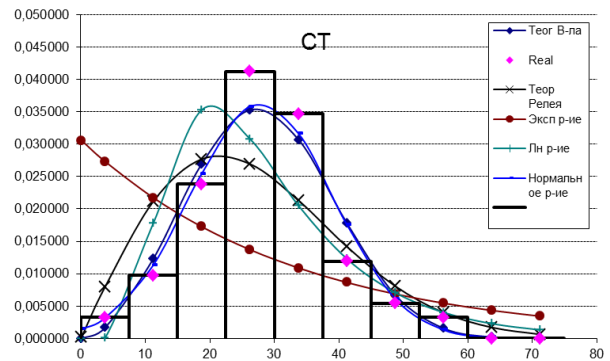


Рис. 2. Гистограмма и вероятностные плотности распределения на отказ СТ 6 ÷ 500 кВ

Результаты расчетов показывают, что наработка на отказ СТ 6 ÷ 500 кВ распределена по нормальному закону с функцией плотности:

$$f(t) = 0,0362 \cdot e^{-0,0041 \cdot (t-28)^2}$$

с параметрами  $\sigma = 11,0$  и  $m = 28,0$ .

Аналогичным образом анализировалась выборка по отказам ОПН, ТТ-ТН, КА, ВЛ. По результатам анализа можно рекомендовать ограничение срока эксплуатации ЭО моментом, когда на интервале деградации (старение ЭО) интенсивность отказов не будет превышать интенсивность отказов периода приработки (ввод нового ЭО).

#### Список литературы

- [1] Гольдштейн В.Г., Хренников А.Ю. Техническая диагностика, повреждения и ресурсы силовых измерительных трансформаторов и реакторов. / М.: Энергоатомиздат, 2007. -320
- [2] Нестеров С.А. Базы данных. Интеллектуальный анализ данных.- СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2011.



# Электронно-оптическая система измерений параметров тока линий электропередач высокого и сверхвысокого напряжения

В.Я. Горячев<sup>1</sup>, А.А. Алексеев<sup>2</sup>, А.Н. Лазарев<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ФГБОУ ВО «Пензенский государственный университет»

<sup>2</sup>Филиал АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ

Пенза, Россия

LazarevAN@penza.odusv.so-ups.ru

В настоящее время повышаются требования к точности измерения электрических параметров электроэнергии. Широкое внедрение микропроцессорной техники в системах учета и контроля электрической энергии, а также необходимость в контроле качества электроэнергии предъявляют новые более жесткие требования к источникам первичной информации, которыми являются датчики мгновенных значений тока и напряжения. Применяемые в настоящее время электромагнитные измерительные трансформаторы тока не обладают частотной характеристикой, необходимой для полного анализа качества электроэнергии. Кроме этого они обладают ограниченной электрической прочностью и низкой надежностью. В качестве альтернативы трансформаторам тока предлагается использовать безынерционный шунт с последующим цифровой обработкой мгновенных значений тока. Исследование технических характеристик существующих измерительных систем на соответствии требованиям, предъявляемым к точности измерений, анализу качества электрической энергии, надёжности и рабочему частотному диапазону. Выбор и разработка конструкции шунта с наиболее подходящими техническими характеристиками для разрабатываемой измерительной системы. Экспериментальные исследования выполнены с помощью сертифицированных программ: Elcut, MathCAD. Предложена электронно-оптическая система измерений параметров тока линий электропередач высокого и сверхвысокого напряжения, которая по своим характеристикам превосходит существующие аналоги. Проведён сравнительный анализ используемых в настоящее время систем измерения на базе трансформаторов тока и новой разрабатываемой системы. Разработанная система может использоваться в высоковольтных комплексах контроля электроэнергии и для современных устройств релейной защиты и автоматики на микропроцессорной основе.

*Ключевые слова: трансформатор тока; измерительная система; шунт переменного тока.*

## Electro-optical system for current measurement on high voltage lines

Vladimir Goryachev<sup>1</sup>, Andrej Alexeev<sup>1</sup>, Aleksandr Lazarev

<sup>1</sup>Penzastateuniversity

<sup>2</sup> Branch of Joint-stock Company «System Operator of the United Power System» Regional dispatching office of Penza

Penza, Russian Federation

LazarevAN@penza.odusv.so-ups.ru

Nowadays the requirements for increased accuracy of measurement of electric power parameters. The widespread introduction of microprocessor technology in the systems for accounting and control of electrical energy, as well as the need to monitor power quality impose new and more stringent requirements on the primary sources of information, which are the sensors of instantaneous values of current and voltage. The currently applied electromagnetic measuring current transformers do not have the frequency response required for a complete analysis of power quality. In addition, they have a limited strength and low electrical reliability. As an alternative to the current transformers is proposed to use inertialess shunt with subsequent digital processing of instantaneous current values. Investigation of the technical characteristics of existing measurement systems according to the requirements of the accuracy of the measurements, analysis of electrical power quality, reliability and operating frequency range. The selection and development of the construction of the shunt and the power supply with the most appropriate technical characteristics to develop electric system. Transmission of the digitized signal from the measuring device to the information processing device is transmitted over an optical link. Experimental investigations were carried out with the help of certified programs: Elcut, MathCAD. Is offered measurement system that outperforms existing analogues. The comparative analysis of currently used systems on the basis current transformers and new systems being developed. The developed system can be used in high-voltage power control complexes and modern relay protection and automation based on microprocessor.

*Keywords: current transforme; measurement system; the shunt of alternating current.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Преобразования в электроэнергетике Российской Федерации, направленные на формирование конкурентного

рынка электроэнергии, а также сопутствующие законодательные акты, такие как, например, Федеральный закон № 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» побудили относиться к электро-

энергии как к товару. В связи с чем повысились требования к точности учета электроэнергии и, соответственно, разработка высокоточных измерительных систем стала как никогда актуальна.

Последние годы также характеризуются быстрым развитием энергетики. Повышаются номинальные напряжения и токи электрооборудования, устанавливаемого в энергосистемах. В связи с объединением энергосистем значительно увеличиваются токи короткого замыкания. Тенденции в электроэнергетике России в настоящее время таковы, что наряду с существующими традиционными системами релейной защиты, противоаварийной автоматики, измерений и учёта на станциях и подстанциях внедряются цифровые (микропроцессорные) системы РЗА, АСКУЭ, измерения и диспетчеризации. А это приводит к росту нагрузки на трансформаторы тока (ТТ) и вследствие этого к ухудшению класса точности ТТ, эксплуатируемых в энергетике России [1].

В настоящее время для измерения больших токов используют преимущественно электромагнитные трансформаторы тока. Их применение обеспечивает отделение (изоляция) измерительных приборов и реле от цепей высокого напряжения. От работы трансформаторов тока зависит точность электрических измерений и учёта электроэнергии, а также надёжность и правильность действия релейной защиты и автоматики при повреждениях электрооборудования и линий электропередачи, что непосредственно влияет на бесперебойность электроснабжения потребителей. Однако существующие измерительные системы на базе электромагнитных трансформаторов тока имеют ряд недостатков.

## II. ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ТОКА

Более ста лет в электроэнергетике промышленности для измерений токов в цепях высоких и сверхвысоких напряжений используют электромагнитные измерительные трансформаторы тока, работа которых основана на явлении изаконе электромагнитной индукции, открытом Фарадеем еще в 1831г.:

$$\varepsilon = - \frac{d\Phi_B}{dt}, \quad (1)$$

где  $\varepsilon$  - электродвижущая сила,  $\Phi_B$  - магнитный поток через один виток.

Закон электромагнитной индукции гласит, что для любого замкнутого контура индуцированная электродвижущая сила равна скорости изменения магнитного потока, проходящего через этот контур, взятой со знаком минус.

Под измерительным преобразователем тока понимается устройство, предназначенное для преобразования первичного тока в такой выходной сигнал, параметры которого функционально связаны с параметрами первичного тока. Трансформаторы тока являются наиболее применяемыми измерительными преобразователями тока [2].

Электромагнитные трансформаторы тока имеют следующие достоинства:

- класс точности - 0,2 - 0,5 %;
- простота и надёжность ТТ в сетях 6-35 кВ;
- температурная стабильность характеристик ТТ.

Несмотря на все достоинства, существующие измерительные системы на базе электромагнитных трансформаторов тока обладают рядом недостатков:

- насыщением магнитопровода электромагнитного тока ТТ аperiodической составляющей тока короткого замыкания и отсутствие передачи информации о первичном токе в первые периоды аварийного переходного процесса, когда эта информация наиболее необходима системам РЗА и ПА для успешной локализации и ликвидации аварии (погрешности трансформации тока электромагнитными ТТ достигают в этом режиме 90 %);
- не обеспечивают требуемой в условиях рыночных отношений точности измерения, так как они создавались в основном десятки лет назад, когда электроэнергия не являлась товаром и к точности её учёта не предъявлялось высоких требований;
- низкая надёжность обусловленная, в первую очередь, ограниченной электрической прочностью изоляции первичной и вторичной цепей трансформаторов тока;
- низкие электродинамические свойства, обусловленные электрической инерционностью измерительного элемента;
- ограниченные возможности оценки качества электрической энергии.

Из сказанного можно сделать следующий вывод, что, несмотря на большой опыт в области разработки и эксплуатации электромагнитных трансформаторов тока, устранить недостатки присущие им не удалось [1].

## III. ОПТОЭЛЕКТРОННЫЕ ДАТЧИКИ (ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ) ТОКА

Другое явление, открытое Фарадеем в 1845г., – поворот плоскости поляризации линейно поляризованного света под действием магнитного поля, которое можно использовать для измерения тока:

$$\theta = V \cdot \int \vec{B} \cdot d\vec{l} = \mu \cdot V \int \vec{H} \cdot d\vec{l} = \mu \cdot V \cdot H \cdot l, \quad (2)$$

где  $\theta$  - угол поворота,  $\mu$  - магнитная проницаемость материала,  $V$  - постоянная Верде,  $H$  - магнитная напряженность поля,  $l$  - длина пути светового луча в среде вдоль силовой линии магнитного поля.

Это явление, названное в честь автора эффектом Фарадея, стало первым доказательством прямой связи оптических электромагнитных явлений и ждало своего крупномасштабного технического применения более 150 лет. Известные недостатки электромагнитных ТТ привели к интенсивным научно-исследовательским работам с целью создания взрывобезопасных, высоковольтных, с лучшими метрологическими характеристиками датчиков информации о первичном токе.

Поиск альтернативного технического решения измерения тока в высоковольтных электроэнергетических установках ведётся давно как в России, так и за рубежом. Эти исследования стали более актуальными в связи с интенсивным процессом внедрения микропроцессоров в системы управления, измерения, релейной защиты, противоаварийной автоматики, телемеханики на станциях и подстанциях.

Рассмотрим более подробно преимущества оптоэлектронных трансформаторов тока (ОТТ):

- естественная гальваническая развязка первичных и вторичных цепей (чувствительный элемент - оптическое волокно - является диэлектриком);
- отсутствие влияния нагрузки вторичных цепей и потерь в них;
- не требуют замены/контроля масла или элегаза, регулярного ремонта или проверки, а лишь поверки прибора и его выходных характеристик;
- малые массогабаритные параметры;
- возможность интеграции в измерительные и информационные системы с использованием различных интерфейсов - аналоговых, дискретных и цифровых;
- класс точности - 0,1 - 0,25%;
- высокая пожаробезопасность, взрывобезопасность и экологичность, так как не содержит масел, бумаги, горючих полимеров и элегаза в высоковольтной изоляции;
- исключена проблема феррорезонанса и опасности размыкания вторичных токовых цепей.

Однако, несмотря на большое количество преимуществ, ОТТ обладают рядом недостатков:

- зависимость поворота вектора поляризации света от вибрации, которая сильнее, чем эффект Фарадея (в выходном сигнале отличить полезный сигнал, пропорциональный току, от сигнала, пропорционального вибрации, невозможно);
- блоками преобразования оптического сигнала в электрический необходимы специальные источники питания;
- необходимость обеспечения высокой точности, надежности и стабильности работы во времени при изменении рабочих температур в широком диапазоне приводит к значительным усложнениям схем и, как следствие, к потере конкурентоспособности особенно в конструкциях на низшие классы напряжений [3].

На данный момент практически отсутствует опыт эксплуатации таких преобразователей тока.

#### IV. РАЗРАБАТЫВАЕМАЯ СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ

Разрабатываемая электронно-оптическая система измерений параметров тока линий высокого и сверхвысокого напряжения позволит избавиться от большинства вышеперечисленных недостатков существующих систем. На рис. 1 представлена её блок-схема. Система состоит из двух частей: воздушный блок и наземный блок.

Воздушный блок включает в себя: датчик тока (шунт), аналогово-цифровой преобразователь (АЦП), преобразователь кода, управляемый источник света и преобразователь энергии. Все элементы воздушного блока измерительной системы располагают внутри проводящих элементов электрических подстанций.

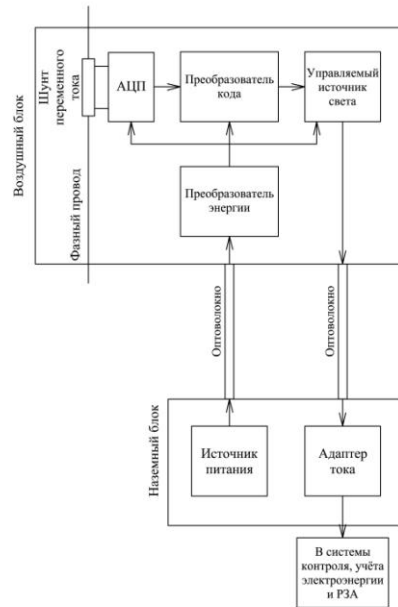


Рис. 1. Блок-схема электронно-оптической системы измерений электрических параметров тока линий высокого и сверхвысокого напряжения

В качестве первичного преобразователя используется шунт переменного тока, падение напряжения на котором пропорционально протекающему току.

Так как, наибольший вклад в погрешность измерений шунтов вносит её индуктивная составляющая, выбор безындуктивной конструкции шунта является основополагающей задачей.

В нашем случае для измерений предполагается использование трубчатого бифилярного шунта с коаксиальным расположением двух цилиндрических трубок, который представлен на рис. 2.

Конструктивно коаксиальный шунт состоит из двух вложенных друг в друга цилиндров, по которым ток протекает в противоположных направлениях. Внутренний цилиндр изготавливают из резистивного материала с большим удельным сопротивлением, например, манганина, а внешний - с меньшим, например, из меди.

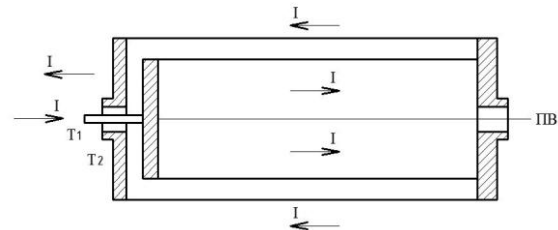


Рис. 2. Бифилярный трубчатый шунт с коаксиальным расположением двух круговых цилиндров

Главным достоинством шунта данной конструкции является то, что его собственное магнитное и электрическое поля сосредоточены в пространстве между внутренней и наружной трубками. Исходя из того, что внутри и снаружи шунта напряженность магнитного поля равна нулю, магнитная связь между резистивной частью шунта и внешними магнитными полями фактически отсутствует, а использование токоотводов Т1, Т2 и потенциальных вы-

водов ПВ коаксиального типа устраняют магнитную связь между ними.

Основным недостатком бифилярного трубчатого шунта является то, что на высоких частотах возникает поверхностный эффект, который приводит к неравномерному распределению плотности тока по сечению шунта, поэтому происходит изменение активной составляющей шунта.

Для уменьшения влияния паразитных параметров и эффектов необходимо снижать толщину внутреннего цилиндра и уменьшать зазор между трубками, что значительно минимизирует частотную погрешность [4].

Основной вклад в погрешность измерения системы вносит погрешность измерения первичного преобразователя тока. Для характеристики точности шунта переменного тока используются фазовая и модульная погрешности коэффициента преобразования шунта.

Фазовая погрешность  $\psi$  представляет собой угол фазового сдвига между векторами тока и напряжения. Эта погрешность считается положительной, если вектор выходного напряжения опережает вектор входного тока. Данная погрешность определяется по формуле:

$$\psi = \omega \cdot \left( \tau_L - \frac{\tau_C}{3} + \tau_{II} + \tau_M \right), \quad (3)$$

где  $\omega$  - угловая частота,  $\tau_L$  - постоянная времени шунта от наличия остаточной индуктивности,  $\tau_C$  - постоянная времени шунта от наличия остаточной емкости,  $\tau_{II}$  - постоянная времени шунта от влияния поверхностного эффекта,  $\tau_M$  - постоянная времени от взаимной индуктивности.

Модульной погрешностью  $\gamma$  считают алгебраическую разницу между модулем полного сопротивления шунта и сопротивлением шунта на постоянном токе. Она определяется по выражению:

$$\gamma = \omega^2 \left[ \frac{\tau_C^2}{15} - \frac{\tau_L \tau_C}{3} + \frac{3\tau_{II}^2}{10} + \frac{1}{2} \left( \tau_L - \frac{\tau_C}{3} + \tau_{II} + \tau_M \right)^2 \right]. \quad (4)$$

Расчет погрешностей шунта приведенной конструкции при частоте 50 кГц показал, что относительная погрешность по фазе и относительная погрешность по амплитуде могут достигать: 0,01 % и 0,005 % соответственно. Данные значения погрешностей достаточны для того, чтобы обеспечить качественный контроль тока.

Мгновенное значение напряжения шунта, пропорциональное току подается на АЦП. Он служит для преобразования аналогового сигнала в дискретный код (цифровой сигнал). «Оцифровка» мгновенного значения тока позволит не потерять информацию о его реальной величине и производить измерения его параметров с большей точностью.

АЦП на своем выходе обеспечивает информацию в параллельном коде. Для передачи информации по оптическому каналу необходимо параллельный код преобразовать в последовательный код. Это функцию реализует преобразователь кода.

С преобразователя кода сигнал поступает на управляемый источник света. В нашем случае не требуется передачи сигнала на дальнее расстояние, поэтому в качестве оптического источника может быть использован светоизлучающий диод. С помощью данного светодиода электрические импульсы преобразуются в световые импульсы для дальнейшей передачи по оптоволоконному каналу в наземный блок.

Использование оптоволоконного кабеля для передачи сигнала в наземный блок обладает рядом преимуществ: высокое быстродействие, нечувствительность к электромагнитным помехам, гибкость и лёгкость монтажа, диэлектрические свойства.

На приемной стороне световые импульсы с помощью адаптера тока преобразуются в электрические сигналы с последовательным или параллельным кодированием.

Затем все полученные данные поступают в системы учета и контроля электрической энергии или в устройства релейной защиты.

Питание системы осуществляется с помощью источника света, расположенного в наземном блоке, оптоволоконного кабеля для передачи энергии света и преобразователя света в электроэнергию в виде батареи фотоэлементов, находящейся в воздушном блоке.

## В. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Развитие оптической технологии преобразования представляется наиболее перспективным направлением исследования, как с научной точки зрения, так и с точки зрения экономической эффективности. Результатом разработки является электронно-оптическая система измерений электрических параметров линий высокого и сверхвысокого напряжения, обладающая высокой точностью, повышенной надёжностью, широким частотным диапазоном измерений.

## Список литературы

- [1] Гречухин В.Н. Электронные трансформаторы тока и напряжения. Состояние, перспективы развития и внедрения на ОРУ 110 - 750 кВ станций и подстанций энергосистем // Вестник ИГЭУ. Вып. 4 – 2006.
- [2] Афанасьев В.В., Адоньев Н.М., Сирота И.М. Трансформаторы тока. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1989. – 416 с.
- [3] Гуртовцев А.Л. Оптические трансформаторы и преобразователи тока // Новости ЭлектроТехники. – 2009. – № 6 (60).  
Векслер М.С., Теплинский А.М. Шунты переменного тока. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1987. – 120 с.

# Программно-аппаратный комплекс на базе БПЛА для обследования протяжённых объектов энергетики

М.П. Горячев, А.Р. Гайнутдинов, Д.Р. Зиннатуллина, Н.М. Киреев  
ФГБОУ ВО «КГЭУ»  
Казань, Россия  
goryachev91@mail.ru

В настоящее время остро стоит проблема своевременного обнаружения дефектов и факторов внешних воздействий на воздушных линиях электропередачи и других протяжённых объектах энергетики. Существующие методы обследования весьма затратны как по времени, так и по финансовым вложениям. Наиболее перспективным методом обследования является применение беспилотного летательного аппарата, однако и он весьма дорог.

Обоснована общая концепция программно-аппаратного комплекса на базе БПЛА для обследования протяжённых объектов энергетики. Проведена патентно-исследовательская работа, в результате которой проверена патентоспособность решения. Разработан прототип БПЛА, с помощью которого были выполнены первые облёты воздушных линий электропередачи. Разработан прототип лазерного дальномера.

Внедрение данного средства ревизии принесет значительный экономический эффект при небольших финансовых затратах, которые позволят увеличить частоту автоматизированных осмотров. Благодаря этому можно будет перейти с планового ремонта на ремонт воздушных линий и других протяжённых объектов энергетики по их фактическому состоянию, что значительно снизит расходы на ремонтные и наладочные работы, резко уменьшит экологический и экономический ущерб от нештатных ситуаций на ЛЭП и других протяжённых объектах энергетики.

*Ключевые слова: БПЛА, линия электропередачи, воздушная линия, верховой осмотр, коронные разряды, фотограмметрия, видеораспознавание.*

## Drone-based hardware-software complex for the inspection of the overhead power lines

M.P. Goryachev, A.R. Gainutdinov, D.R. Zinnatullina, N.M. Kireev  
FSBEI HPE "Kazan State Power engineering university"  
Kazan, Russia  
goryachev91@mail.ru

Currently there is an acute problem of early detection of defects and external influences on overhead power lines. Available methods of examination are very time-consuming and cost. The most promising method is the use of drone, which is still quite expensive.

The overall concept of hardware and software complex on the basis of the drone for the survey of extended power facilities is substantiated. Patent research is performed, which resulted in testing the patentability of proposed solution. The UAV of glider type prototype is developed, and the first test flights near the overhead power lines were carried out. A prototype of the laser rangefinder is developed. UAV of multicopter type is develop now.

The implementation of this revision means will bring significant economic benefits at little financial cost, what will allow to increase the frequency of automated inspections. Due to this one may switch from scheduled maintenance of power lines to their maintenance as the need arises, which significantly reduces the cost of repair and adjustment work, sharply reduces the environmental and economic damage caused by emergency situations on power lines.

*Keywords: drone, power line, overhead line, inspection from above, corona discharges, video recognition.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

В России общая протяженность магистральных воздушных линий (ВЛ) электропередачи составляет более 120 тыс. км. Однако, эффективная эксплуатация ВЛ требует периодической диагностики последних и точного

определения координат мест повреждений, выявленных в ходе диагностики.

В настоящее время система профилактического обслуживания ВЛ характеризуется низкими оперативностью и точностью выявления координат мест аварийных и предаварийных состояний энергетических объектов. Это при-

водит к дополнительным расходам на ремонтные и наладочные работы, увеличению экологического и экономического ущерба от нештатных ситуаций на протяженных объектах энергетики по причине частого возникновения аварий.

Таким образом, значительно возрастает роль обследования оборудования, проводимого без отключения и, соответственно, без вывода из работы протяженных объектов энергетики, что позволит значительно повысить экономичность эксплуатации. Обследование подобного рода может быть выполнено летательными аппаратами (ЛА), при правильном выборе полезной нагрузки (фото- и видеокамера, тепловизор и др.) и разработке программного обеспечения (ПО) обработки данных, получаемых при обследовании протяженных объектов энергетики.

Предпосылками применения БПЛА в качестве нового инструмента диагностирования объектов энергетики являются недостатки традиционных способов, таких как: обход ВЛ бригадой электромонтеров (наблюдения осуществляются людьми с земли при помощи оптических приспособлений, при этом частота осмотра не всегда оптимальна, поскольку частые осмотры экономически не выгодны); применение систем сбора и передачи данных (необходимо дооснащение воздушной линии, что весьма дорого); традиционная аэрофотосъемка, которая проводится с помощью самолетов (Ту-134, Ан-2, Ан-30, Ил-18, Cessna, L-410) или вертолетов (Ми-8Т, Ка-26, AS-350) требует высоких экономических затрат на обслуживание и заправку, что приводит к повышению стоимости конечной продукции.

Применение стандартных авиационных комплексов нерентабельно в следующих случаях:

- съёмка небольших объектов и малых по площади территорий. В этом случае экономические и временные затраты на организацию работ, приходящиеся на единицу отснятой площади, существенно превосходят аналогичные показатели при съёмке больших площадей (тем более для объектов, значительно удаленных от аэродрома);
- при необходимости проведения регулярной съёмки в целях мониторинга протяженных объектов: трубопроводы, линии электропередачи (ЛЭП), транспортные магистрали.

Наиболее рациональным методом для осмотра и автоматического мониторинга состояния ЛЭП является использование беспилотного летательного аппарата (БПЛА). Использование БПЛА значительно уменьшает время, затрачиваемое на обследование протяженных объектов энергетики, облегчает и повышает эффективность поиска дефектов. Результатом чего становится меньшая вероятность возникновения аварийных и ненормальных режимов работы протяженных объектов энергетики [1].

Таким образом, плюсами применения БПЛА являются:

- Высокая рентабельность (по сравнению с другими способами обследования).
- Возможность съёмки с небольших высот и вблизи объектов (получение снимков высокого разрешения).
- Оперативность получения снимков.

- Возможность применения в зонах чрезвычайных ситуаций без риска для жизни и здоровья пилотов.
- Простота использования.

## II. ФАКТОРЫ, СДЕРЖИВАЮЩИЕ РАЗВИТИЕ РЫНКА

1. На сегодняшний день развитие рынка гражданских БПЛА, в том числе и для нужд аэрофотосъемки, тормозится отсутствием нормативно-правовой базы для интеграции БПЛА в единое воздушное пространство. Данная проблема не решена полностью ни в одной стране мира. В России же пока предприняты только первые шаги в этом направлении.

С 1 ноября 2010 года вступили в силу новые Федеральные правила использования воздушного пространства Российской Федерации. Впервые в этот документ включено определение беспилотного летательного аппарата, а также введены положения относительно порядка использования беспилотного летательного аппарата в воздушном пространстве. Однако этот документ должен быть дополнен рядом сопутствующих документов, содержащих подробные правила и инструкции. Пока что, не дожидаясь создания нормативно-правовой базы, беспилотные системы, закупают структуры, имеющие особые полномочия (вооружённые силы, полиция, МЧС) [4].

2. Не урегулированы до конца вопросы сертификации, страхования, регистрации.

30 марта 2016 года на территории РФ вступил в силу федеральный закон от 30 декабря 2015 года «О внесении изменений в Воздушный кодекс Российской Федерации в части использования беспилотных воздушных судов». Согласно документу, теперь обязательной регистрации подлежат любые беспилотные летательные аппараты взлетной массой более 0,25 килограмма. То есть под новый закон подпадают не только серьезные дроны, но даже детские игрушки. В 2015 году, когда поправки к закону еще проходили обсуждение, с резкой критикой в адрес документа выступали авиамоделлисты, производители и продавцы дронов. Сам порядок регистрации в новом законе не прописан, он будет регламентироваться дополнительным постановлением правительства. Предположительно, новые поправки заработают не раньше осени 2016 года, когда будут готовы все подзаконные акты и постановления [3]. Однако, самая большая проблема в настоящее время заключается в том, что правила, которые, по словам специалистов, невозможно выполнить, не нарушив закон, уже действуют [4]. В настоящее время легальные запуски БПЛА в коммерческих целях осуществляются на основании разрешения, технология получения которого отработана компаниями-поставщиками БПЛА. При этом ответственность за полет лежит на операторе, который осуществляет запуск.

### 3. Повышенная аварийность БПЛА.

В настоящее время БПЛА не снабжены системой распознавания препятствий и ухода от столкновений, кроме того, многие модели оснащены не вполне совершенными автопилотами (для удешевления стоимости и уменьшения веса бортового оборудования). Риск потери аппарата и оборудования приводит к тому, что многие компании могут предпочесть покупать не БПЛА, а летные часы у организаций, которые бы специализировались на беспилотных запусках.

### III. ПРИМЕНЕНИЕ БПЛА В ЭНЕРГЕТИКЕ

В настоящее время наблюдается устойчивая тенденция к росту числа потребителей электроэнергии и продукции энергетических компаний, а также экспорта энергоносителей в Европу и, в перспективе, в Китай. В связи с этим, наблюдается увеличение общей протяженности сетей (в Российской Федерации одна из самых протяженных энергетических сетей, что делает проблематичным их полноценное обследование), осуществляющих транспорт электроэнергии и энергоносителей. При этом, отсутствует возможность их полноценного обследования, что может приводить к возникновению аварийных ситуаций и срыву снабжения потребителей энергией. Это способствует повышению спроса на БПЛА для диагностирования объектов энергетики (не только в Татарстане, но и на территории всей Российской Федерации). Однако, использование, а тем более покупка, современных БПЛА весьма дороги (Supercam S350 стоит не менее 3млн.руб./шт; ПТЕРО-СМ – 4,1 млн.руб./шт). Выходом из непростой сложившейся ситуации может стать применение недорогого разрабатываемого программно-аппаратного комплекса на базе БПЛА.

На сегодняшний день коллективом НИЛ «СТ и ВПС» при ФГБОУ ВПО «КГЭУ» разработан прототип БПЛА (рис. 1) со следующими техническими характеристиками:

- продолжительность полёта: не менее 1 часа;
- скорость: 40-65 км/ч;
- масса целевой нагрузки: до 2,5 кг;
- тип двигателя: электрический (планируется установка бензинового);
- диапазон рабочих температур: -30°C +40°C;
- максимально допустимая скорость ветра: 5 м/с
- взлет: с руки;
- посадка: на брюхо.

Целевой нагрузкой прототипа для обследования протяжённых объектов энергетики является видеочасть FullHD.



Рис. 1. Разработанный прототип БПЛА

Предлагаемый в проекте программно-аппаратный комплекс (ПАК) на базе БПЛА предназначен для обследования протяжённых объектов энергетики, в первую очередь воздушных линий электропередачи. Разрабатываемый ПАК состоит из БПЛА (типа планер) с разрабатываемой системой автономного пилотирования, а также

специализированного программного обеспечения (ПО). Отличительной чертой разрабатываемого БПЛА являются возможность автономных полётов на низких высотах, невысокая стоимость, а также простота обслуживания и эксплуатации. Разрабатываемой ПО позволит осуществлять восстановление трёхмерных моделей объекта по видеоданным его обследования с последующим их анализом), отслеживать динамику изменений на обследуемых объектах, а также получать отчёт об их состоянии.

На рис. 2 показана фотография, полученная входе полёта ЛЭП с помощью прототипа БПЛА. Даже по данной фотографии, снятой с далеко не лучшей оптики, можно оценить степень зарастания коридора ВЛ, провис любого из проводов, провести внешний осмотр гирлянд изоляторов (без возможности детального осмотра каждого изолятора).

Задачи, решаемые при помощи беспилотника для электроэнергетики - оценка ЛЭП:

- аэрофотосъемка;
- определение геометрических параметров обследуемого объекта (провис проводов; крен опор ЛЭП и т.д.);
- тепловизионный контроль силовых элементов высоковольтных линий;
- регистрация частичных и коронных разрядов;
- контроль роста растительности вблизи протяжённого объекта энергетики;
- анализ динамики изменений, происходящих на протяжённых объектах энергетики;
- предсказание и моделирование природных воздействий.

Преимуществами комплекса являются:

- низкая себестоимость комплекса и минимальные затраты на его эксплуатацию;
- автоматизация процессов обследования и анализа данных;
- существенное сокращение времени и затрат на обнаружение повреждений и факторов внешних воздействий на ВЛ и других протяжённых объектах энергетики;
- потенциал расширения функциональных возможностей (инфракрасная (ИК) съемка и/или ультрафиолетовая (УФ) съемка, а также возможность увеличения продолжительности полёта).

Предлагаемая нами беспилотная аэрофотосъемка протяжённых объектов энергетики (рис. 2), вместе с разрабатываемым ПО, осуществляющим построение 3D-моделей обследуемых объектов, на основе данных видеосъемки, позволит существенно сократить время на поиск повреждений протяжённых объектов энергетики при их аварийном отключении, а также дефектов в конструкциях протяжённых объектов энергетики, повысить качество обследования и уменьшить финансовые затраты на обследование.



Рис. 2. Фотография с разработанного прототипа БПЛА, полученная входе облёта ЛЭП

Использование данных фото- и видеонаблюдения, полученных при помощи БПЛА, а также современных достижений науки и техники в области обработки таких данных должно внести существенный вклад в развитие комплексных систем мониторинга протяженных объектов энергетической инфраструктуры. Современные достижения таких областей науки, как машинное зрение и фотограмметрия, а также постоянное совершенствование характеристик бортовой фото/видеоаппаратуры, позволяют говорить о возможности качественного восстановления трехмерных моделей объектов.

Кроме того, реализация низковысотных полётов БПЛА с привязкой к диагностируемому объекту позволит не только в большей степени автоматизировать процесс обследования, но и расширить возможности применения УФ и ИК съёмки, а также поспособствует применению на БПЛА новых методов обследования, таких как акустическое обследование [2].

#### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В последнее время у организаций, обслуживающих протяжённые объекты энергетики (воздушные линии электропередачи, нефте-/газопроводы) растёт интерес к использованию беспилотных летательных аппаратов для их обследования, так как применение беспилотников значительно эффективнее традиционных методов обследования. Однако, рынок БПЛА сдерживается как высокой

стоимостью аппаратов, так и отсутствием нормативно-правовой базы для интеграции БПЛА в единое воздушное пространство. И если последняя проблема прорабатывается, то стоимость БПЛА только растёт.

Именно на решение данной проблемы и направлен наш проект по разработке недорогого ПАК на базе БПЛА, позволяющего проводить обследование протяжённых объектов энергетики с достаточной эффективностью. Кроме того, проработка системы для низковысотных полётов позволит в будущем применять на беспилотниках новые методы диагностирования состояния ВЛ, а также нефте-/газопроводов.

#### Список литературы

- [1] Дикой В.П. Мониторинг состояния воздушных линий электропередачи с использованием беспилотного летательного аппарата / В.П. Дикой, А.А. Левандовский, Р.С. Арбузов и др. // Энергия единой сети. - 2014. - №2. - С. 16 – 25.
- [2] Пат. 2187438 РФ, МПК В60М1/13. Способ и устройство для обнаружения мест повреждения изоляции на контактной сети / Мрыхин Станислав Дмитриевич, Мрыхин Дмитрий Станиславович, Перетокин Борис Петрович. - Оpubл. 20.08.2002.
- [3] <https://xakep.ru/2016/03/31/drone-register/>
- [4] [http://www.bbc.com/russian/russia/2016/04/160413\\_russa\\_dron\\_e\\_law](http://www.bbc.com/russian/russia/2016/04/160413_russa_dron_e_law)



# Использование геоинформационной системы Zulu для решения прикладных задач энергетики

О.О. Данилова, Е.В. Шумуртова, И.К. Будникова  
Казанский государственный энергетический университет  
Казань, Россия  
elena\_vasilievna@bk.ru

Прогрессивным направлением применения информационных технологий является внедрение геоинформационных систем (ГИС) в различных прикладных областях. Так как электрические сети являются сложным комплексом, имеющим существенное пространственное распределение, применение ГИС становится все более востребованным для решения различных практических задач в энергетике. Использование ГИС Zulu в энергетике необходимо для создания карт и схем инженерных сетей с поддержкой их топологии. ГИС является эффективным средством для паспортизации объектов электрических сетей, что является важнейшей задачей переходного периода от регулируемого к конкурентному рынку электроэнергии. Создание ГИС является одним из важнейших этапов перехода от традиционной (бумажной) инвентаризации объектов, оборудования электрических сетей к развертыванию и применению полномасштабной корпоративной ГИС для автоматизации процесса.

*Ключевые слова: геоинформационные системы, Zulu, энергетические системы, энергетика.*

## Use of the geographic information system of Zulu for the solution of applied problems of power

O.O. Danilova, E.V. Shumurtova, I.K. Budnikova  
Kazan State Power Engineering University  
Kazan, Russian Federation  
elena\_vasilievna@bk.ru

The progressive direction of application of information technologies is introduction of geographic information systems (GIS) in various applied areas. As electric networks are the difficult complex having essential spatial distribution, application of GIS becomes more and more demanded for the solution of various practical tasks in power. Use of GIS Zulu in power is necessary for creation of maps and schemes of engineering networks with support of their topology. GIS is an effective remedy for certification of objects of electric networks that is the most important problem of a transition period from regulated to the competitive market of the electric power. Creation of GIS is one of the most important stages of transition from traditional (paper) inventory of objects, the equipment of electric networks to expansion and application of full-scale corporate GIS for process automation.

*Keywords: geographic information systems, Zulu, power systems, power.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Геоинформационная система (ГИС) Zulu предназначена для создания и редактирования цифровых карт, планов и схем различного назначения с возможностью решения на их базе различного рода задач. Система объединяет в себе возможности обработки графической и семантической информации, поддерживает линейно-узловую топологию. Так как электрические сети являются сложным комплексом, имеющим существенное пространственное распределение, применение ГИС становится все более и более востребованным для решения различных практических задач в электроэнергетике. В то же время, на сегодняшний день отсутствует четкое понимание, где и когда можно и целесообразно применять геоинформационные системы [1]. Внедрение ГИС происходит с двух сторон. Со стороны разработчиков основной задачей становится разработка более мощных и совершенных систем, однако

они редко учитывают конкретные задачи элетроэнергетиков.

### II. ВОЗМОЖНОСТИ И ФУНКЦИИ СИСТЕМЫ

Система ГИС Zulu имеет уникальные возможности и функции:

- создавать входные и выходные формы представления информации;
- изменять топологию сетей и режимы работы ее элементов;
- проводить технологические расчеты инженерных коммуникаций (при наличии дополнительного программного обеспечения ООО «Политерм»);
- решать различные топологические задачи;

- подключать ActiveX-компонент для разработки собственных приложений к любой системе обработки баз данных, работающей в среде Windows.
- послойная организация данных;
- наличие различных редакторов и классификаторов данных и стилей, с помощью которых можно менять внешний вид карты;
- работа с большим количеством растровых объектов;
- возможность работы не только в локальной системе координат, но также и с географическими проекциями;
- для работы можно использовать различные семантические данные;
- проведение анализа данных на основе пространственно-семантических характеристик;
- создание моделей и решение топологических задач на сетях;
- моделирование рельефа;
- отображение полигонов в виде объектов псевдо 3D;
- импорт и экспорт данных, выведение на печать.

Ключевой и наиболее примечательной является возможность проведения расчетов инженерных сетей: водопроводных, тепловых, канализационных, газовых и сетей паропроводов. Это реализовано благодаря поддержке векторной топологической модели данных. Для предприятий интеграция подобных расчетов в ГИС может привести к существенному сокращению времени выполнения расчетов и количества ошибок. Объясняется это тем, что данные на предприятиях распределены, и в случае переноса данных для расчета в соответствующие таблицы или приложения, возможна потеря или случайное изменение данных; также возможно случайное использование не обновленных данных в расчетах.

### III. ГИС В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

ГИС в электроэнергетике давно получила статус инфраструктурной технологии и рассматривается всеми ИТ-консультантами как базовая технология для построения корпоративной ИТ-архитектуры энергетических компаний. С этим трудно поспорить, ведь почти 90% информации, используемой на предприятиях электроэнергетики (прежде всего, конечно, электросетевых) имеет пространственную привязку в силу географически распределенной природы основных активов: транспортные и распределительные электрические сети и вся сопутствующая инфраструктура. Надо признать, что этот очевидный тезис часто приходится доказывать. Профессионалы от энергетики далеко не всегда понимают, какие бизнес процессы должна обслуживать система, основанная на ГИС.

Стандартов и четких правил, какая именно роль будет отведена ГИС-компоненту в ИТ-архитектуре конкретного предприятия, нет. Если обобщить западный опыт и лучшие практики в сфере энергетических компаний и компаний коммунальных сетей, то ГИС, как инфраструктурная технология, обеспечивающая поддержку бизнес процессов на базовом уровне, должна выполнять роль системы управления пространственно-распределенными активами

и технической паспортизации. Когда речь идет о корпоративном подходе и вероятных дополнительных выгодах от синергии за счет совместного использования различных данных и систем, известен пожалуй единственный естественный способ обеспечить это – использование географических систем координат и точной пространственной привязки данных к территории в качестве общего, универсального знаменателя.

Действительно, как выполнить совместный анализ и отображение имущественных данных (земельный кадастр), данных об инженерных сетях да еще с привлечением внешних данных, таких как данные о прохождении других инженерных сетей, метеорологические данные и др., не используя единую систему координат и функции пространственного анализа? [2] Только ГИС по плечу выполнение подобных задач, собственно для этого они изначально и предназначены.

### IV. ЗАДАЧИ

Задачи обоснования (развития):

- Анализ текущих потребностей по электроснабжению.

Данная задача встает в том случае, когда в некотором территориальном (или структурном) районе уже существуют потребители электроэнергии, но их потребности либо не выполняются, либо выполняются.

- Оценка эффективности систем электроснабжения.

Данная задача возникает, когда имеется необходимость снижения эксплуатационных затрат. Она имеет место при планировании изменения объемов энергопередачи, при планировании проведения долгосрочных изменений в структуре сети и при планировании технического перевооружения.

- Прогноз экономического развития регионов, районов.

Решение данной задачи необходимо для долгосрочной оценки изменения энергопотребления, его структуры.

- Обоснование необходимости реконструкции и развития.

Решение данной задачи является завершением этапа. При обосновании учитываются текущие и прогнозируемые потребности в электроснабжении, текущее состояние сети и ее резерв, а также оцениваются ожидаемые эффекты от реконструкции или развития: экономические, социальные и экологические.

Задачи проектирования:

- Разработка вариантов реконструкции и развития. На основе материалов обоснования даются общие варианты проведения реконструкции, технического перевооружения или нового строительства и ввода нового оборудования. Эти варианты создаются с учетом текущих и планируемых нагрузок, а также с учетом существующей ситуации.
- Оценка вариантов с учетом ситуации. В рамках этих задач оцениваются сметные стоимости рекон-

струкции и развития по предлагаемым вариантам, а также экономический и технический эффекты.

- Проектные изыскания. Задачи проектных изысканий проводятся как для нового строительства, так и при реконструкции.
- Проектирование реконструкции, строительства и монтажа. Здесь производится собственно проектирование строительной части, выбор необходимого оборудования и линий с учетом местных факторов, расчет нормальных режимов с учетом суточных графиков нагрузок абонентов, выбор и расчет защит, контрольно-измерительного оборудования. Результатом является проектная документация, необходимая для выполнения работ.
- Проектирование нового регламента эксплуатации. Здесь производится планирование способов и средств управления сетью, а также типовые процедуры по эксплуатации сети. Кроме того, рассчитываются различные типовые варианты функционирования. Результатом является документ — регламент эксплуатации.

Задачи сопровождения строительства:

- Планирование работ, графиков. Эти задачи являются типовыми при любом производстве работ и решаются в рамках классической теории сетевого планирования.
- Документальное сопровождение строительства, монтажа, реконструкции. Сюда входят такие задачи, как ведение журналов работ с указанием исполнителей и материалов, а также ведение документов.
- Независимый мониторинг. Сюда входят задачи оценки экологического воздействия процесса строительства или реконструкции на окружающую среду, а также отслеживание самого процесса.
- Контроль качества. При контроле качества встают задачи ввода и учета результатов испытаний, а также оценки этих результатов.
- Создание исполнительной документации сопровождается внесением изменений в проектную документацию, документированием параметров объектов сети, проведением исполнительной съемки и паспортизации при наличии сильных отклонений от проектного решения.

Задачи управления эксплуатацией:

- Периодический мониторинг технического состояния объектов. В рамках данной задачи производятся осмотры, измерения параметров объектов и обновление их паспортов в информационной системе. Отслеживаются изменения технологических схем.
- Оперативный мониторинг состояния сети. Данная задача особенно актуальна при оперативном диспетчерском управлении сетью. Здесь решаются следующие подзадачи: отображение нормальной и реальной схем сети, обновление реальной схемы

сети по данным телеметрии, отображение текущих параметров оборудования, его состояния.

- Периодический анализ технического состояния объектов сети. В рамках данной задачи производится ряд расчетов. Оценка износа и надежности оборудования по результатам испытаний и измерений с учетом динамики изменения характеристик. Расчет загруженности оборудования по данным расчетов режимов и данных о переданной за период мощности.
- Оперативный анализ состояния сети. Эта задача необходима при оперативном управлении сетью. Сюда входят такие подзадачи, как выделение цветами подключенных и отключенных частей сети, абонентов, потерявших услуги в результате незапланированных отключений, расчет вариантов резервирования питания с учетом загрузки оборудования и требований надежности защит, расчет режима сети, расчет загрузки трансформаторов и линий по току и контроль превышения, анализ селективности работы защит, контроль и учет потерь в сети и в отдельных объектах, контроль и учет потребления электроэнергии абонентами.
- Планирование регламентных и профилактических мероприятий. Данная задача решается на основе результатов анализа технического состояния сети и требований регламента. Сюда входит составление перечня работ, формирование сетевых графиков с учетом ресурсов, транспортной доступности и сведений о порядке вывода объектов в профилактику и резервирования, формирование нарядов на производство работ, а также последующий контроль за их исполнением.
- Оперативное управление сетью. Сюда включается весь комплекс телеуправления, а также оперативная связь между диспетчерами и бригадами.
- Планирование ремонтно-восстановительных мероприятий. Данная задача решается на основе сведений оперативного мониторинга и анализа состояния сети.
- Документальное сопровождение эксплуатации. Сюда относятся задачи ведения документов.
- Периодический анализ общего состояния сети и необходимости модернизации. Данная задача предусматривает комплексный анализ состояния сети.

## V. ПРИМЕР ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

ГИС энергосистемы хранит информацию о реальных объектах в виде набора тематических слоев, которые объединены на основе географического положения. Такой простой, но очень гибкий подход ценен при решении разнообразных реальных задач: для отслеживания передвижения аварийных машин, детального отображения реальной обстановки и планируемых мероприятий, моделирования предаварийных и аварийных ситуаций. Любая географическая информация содержит сведения о пространственном положении. При использовании подобных ссылок для автоматического определения местоположения

объекта применяется процедура, называемая геокодированием. С ее помощью можно быстро определить и посмотреть на карте, где находится объект или явление, например, место на линии, где произошло замыкание, и пути подъезда туда аварийной машины неразрывным пробелом (Ctrl+Shift+Пробел) между числом и единицей измерения [3].

Так же в этой программе есть возможность использовать код, написанный на VBScript и JavaScript. Его можно писать как в среде разработки, так и в самом ZuluGIS.

Была разработана программа, которая может использоваться в ZuluGIS, для нахождения координат центра используемой карты. В результате выполнения программы, происходит запись координат центра в таблицу.

Дорабатывать или писать с нуля код можно в самой программе, функция отладки сообщит, если в структуре программного кода будут ошибки.

```

Sub GetLatLon()
    Set Doc = Zulu.ActiveMapDoc
    Set L = Doc.Layers.Active
    Set Db = CreateObject("zb.database")
    Set CRS1 = L.GetCrs()
    Set CRS_WGS84 = CreateObject("zululib.CRS")
    CRS_WGS84.InitByCode ("EPSG:4326")
    Db.Open L.BaseName
    Set Keys = L.ElementKeys
    For i = 1 To Keys.Count
        Set El = L.Elements.getElement(Keys.Item(i))
        If El.TypeID = -1 Then
            Set Pt = El.GetCenter()
            Set Pt = CRS1.GetConvertPoint(Pt.X, Pt.Y, CRS_WGS84)
            Db.UpdateBaseRecord Keys.Item(i), "X" + Chr(10) + "Y", CStr(Pt.X) + Chr(10) + CStr(Pt.Y), 0
        End If
    Next
End Sub

```

Рис. 1. Код программы для нахождения координат центра используемой карты

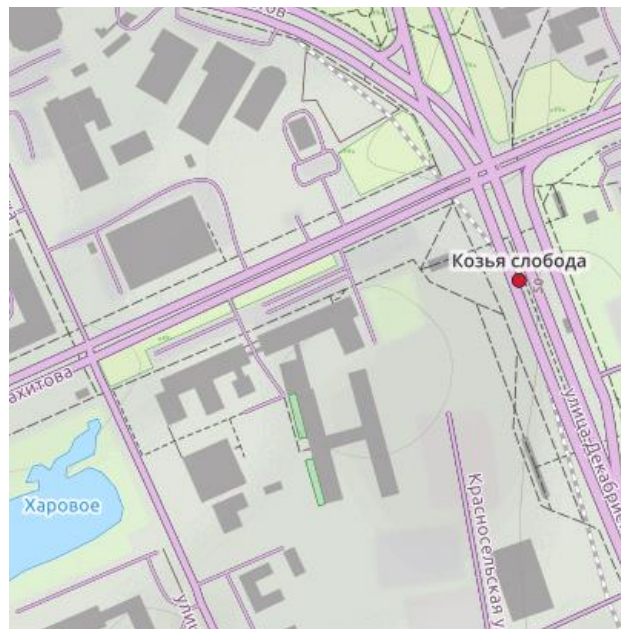


Рис. 2. Геокодирование карты на примере Казанского государственного энергетического университета

### Список литературы

- [1] ГИС Zulu [Электронный ресурс]. / Геоинформационная система Zulu – официальный сайт компании Политерм.
- [2] Сетевая модель в ГИС и инженерные сети [Электронный ресурс]. / Вики GIS-Lab. Режим доступа: [http://wiki.gislab.info/w/Сетевая\\_модель\\_в\\_ГИС\\_и\\_инженерные\\_сети](http://wiki.gislab.info/w/Сетевая_модель_в_ГИС_и_инженерные_сети), свободный.
- [3] Разработка программного обеспечения для подготовки картографических планшетов аварийно-диспетчерской службы газораспределительного предприятия / Шерстнёв В.С., Васильева Е.Е. / Современные проблемы науки и образования. – 2014. – № 3. – Режим доступа: <http://www.scienceeducation.ru/117-13128>, свободный.

# Инфографика уровней токов коротких замыканий для повышения качества решений по оперативному управлению и развитию энергосистемы региона

С.А. Ерошенко, М.Р. Загидуллин, М.Д. Сенюк, К.А. Кузнецов  
ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»  
Екатеринбург, Россия  
stas\_ersh@mail.ru, zagidullin\_rinat@mail.ru, mdsenuk@gmail.com, kirillkuznetsov@yandex.ru

В настоящее время существует проблема нехватки данных об уровнях токов коротких замыканий (КЗ) в энергосистемах. В результате чего появляются проблемы при проектировании, эксплуатации и оперативно-диспетчерском управлении. В качестве решения данной проблемы предлагается создание общей базы динамических уровней токов КЗ по энергосистеме с графическим интерфейсом, для упрощения оценки состояния энергосистемы по части токов КЗ.

*Ключевые слова: динамический рост уровней токов короткого замыкания, инфографика, информативность, повышение скорости принятия решений.*

## Infographics of short-circuit currents levels for improving the quality of operational management decisions and the region's power system development

Stanislav Eroshenko, Mikhail Zagidullin, Mikhail Senjuk, Kirill Kuznetsov  
Ural Federal University  
Yekaterinburg, Russian Federation  
stas\_ersh@mail.ru, zagidullin\_rinat@mail.ru, mdsenuk@gmail.com, kirillkuznetsov@yandex.ru

Currently there is a lack of data of short-circuit (SC) currents levels in power systems, which results in problems in the design, operation and dispatching management. As a solution of this problem it is offered to establish a common database of dynamic short-circuit currents levels in power system with a graphical interface to simplify assessment of power system in terms of short-circuit currents.

*Keywords: dynamic growth levels of short circuit currents, infographics, informative, increase decision-making speed.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время существует проблема низкой информативности данных об уровнях токов коротких замыканий (КЗ) в энергосистемах. В этой связи, возникают проблемы, связанные с недостатком исходных данных, крайне необходимых при принятии решений как при проектировании новых объектов энергетики, так и при эксплуатации существующих энергообъектов, а также оперативно-диспетчерского управления энергосистемой.

В качестве примера в данной статье была рассмотрена Свердловская энергосистема.

### II. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

Свердловская энергосистема входит в состав объединенной энергетической системы Урала.

Свердловская энергосистема является постоянно развивающейся. В соответствии с отчетными данными энергокомпаний, за период 2010 – 2015 г. было введено 2600 МВт генерации, 4 шт. ПС 220 кВ и выше, 899 км линий 220 кВ и выше. Средний годовой прирост нагрузки в энергосистеме составил 16,2 МВт. Более того, в отчетный

период с 2010 по 2015 годы Свердловская энергосистема была избыточна как по мощности, так и по электроэнергии.

В соответствии с данными годовых отчетов Системного оператора, Свердловская энергосистема составляет 16,8% от общего потребления электроэнергии ОЭС Урала и 18,6% от максимума потребления мощности.

Основу электросетевого комплекса энергосистемы Свердловской области составляют электрические сети напряжением 110-220-500 кВ. Функцию системообразующих электрических сетей в Свердловской энергосистеме выполняют сети 500, 220 кВ. В крупных городах области роль распределительных сетей, наряду с сетями 110 кВ, выполняют электрические сети 220 кВ.

Для электросетевого комплекса Свердловской области характерно наличие «узких мест». «Узкое место» – элемент (группа элементов) электрической сети или энерго-район, для которых в определенных схемно-режимных ситуациях в целях обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется ввод графиков аварийного ограничения режима потребления электриче-

ской энергии и мощности или ограничение генерирующей мощности электростанций.

Высокая установленная мощность электростанций приводит к тому, что Свердловская энергосистема не может работать в замкнутом режиме по причинам режимных ограничений (перегрузка линий транзитными токами) и ограничений уровней токов коротких замыканий. Кроме того, существуют ограничения, связанные с работой релейной защиты. Для обеспечения нормального режима работы электрической сети применяют секционирование.

Свердловская энергосистема содержит 29 точек стационарного секционирования сети: 7 по критерию ограничения токов коротких замыканий, 10 по критериям релейной защиты, 12 по критериям режимных ограничений.

На рисунках 1 и 2, соответственно, представлены максимальные токи коротких замыканий в каждом районе Свердловской энергосистемы для нормальной схемы и замкнутого режима электрической сети 110 кВ и выше на этапе 2015 г.

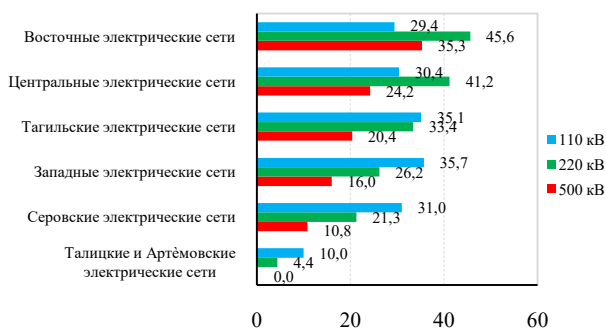


Рис. 1. Максимальные токи коротких замыканий в сетях 110 кВ и выше Свердловской энергосистемы в секционированном режиме

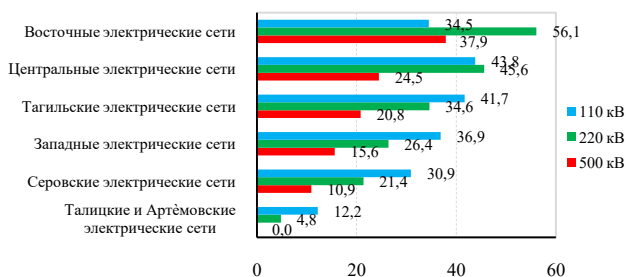


Рис. 2. Максимальные токи коротких замыканий в сетях 110 кВ и выше Свердловской энергосистемы в замкнутом режиме

При сопоставлении токов коротких замыканий для нормальной и замкнутой схем видно, что отсутствие секционирования сети приводит к увеличению максимальных токов коротких замыканий на всех классах напряжения: в сети 500 кВ – на 2,6 кА, в сети 220 кВ – на 10,5 кА, в сети 110 кВ – на 6,6 кА.

Результаты расчётов токов короткого замыкания на шинах 110 кВ и выше на подстанциях Свердловской энергосистемы (рис. 3) показывают, что для этапов 2015-2020 года, происходит увеличение суммарного уровня токов короткого замыкания в РУ 110-500 кВ в среднем по всей энергосистеме на 10,0% в связи с демонтажем и вводом электросетевого и энергогенерирующего оборудования.

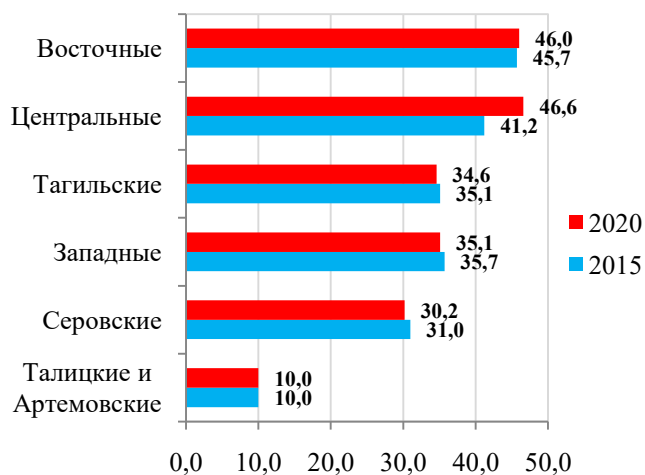


Рис. 3. Сравнение токов коротких замыканий в сетях 110 кВ и выше Свердловской энергосистемы на этап 2015 и 2020 года

Высокий уровень токов короткого замыкания, недостаточная отключающая способность маслонаполненного коммутационного оборудования, наличие «узких мест» в Свердловской энергосистеме приводят к снижению надёжности электроснабжения потребителей.

В отчётный период в Свердловской энергосистеме приняты меры по снижению уровней токов короткого замыкания за счёт секционирования сети для обеспечения отключающей способности маслонаполненного коммутационного оборудования с низкой коммутационной способностью.

Среди широко используемых методов ограничения уровня токов коротких замыканий в эксплуатации наибольшее применение получили следующие:

- стационарное секционирование электрической сети;
- автоматическое деление электрической сети;
- применение токоограничивающих реакторов;
- оптимизация режима заземления нейтралей трансформаторов;
- применение трансформаторов с расщеплённой обмоткой низшего напряжения.

Стационарное секционирование электрической сети применяется непосредственно в процессе эксплуатации энергосистемы. Осуществляется с помощью секционных, шиносоединительных или линейных выключателей. Секционирование производится с целью увеличения сопротивления между точкой короткого замыкания и генерирующими источниками.

Автоматическое деление сети производится в аварийном режиме для обеспечения работы коммутационных аппаратов. Оно осуществляется на секционных или шиносоединительных выключателях, иногда – на выключателях мощных присоединений. При автоматическом делении сети образуется система каскадного отключения токов коротких замыканий, при котором в первую очередь происходит деление сети, тем самым ограничивается подпитка тока короткого замыкания, а затем отключение выключателя присоединения.

Токоограничивающие реакторы служат для искусственного увеличения сопротивления короткозамкнутой цепи, а, следовательно, для ограничения токов коротких замыканий и поддержания необходимого уровня напряжения при повреждениях за реактором.

При коротких замыканиях на землю в сети с глухо заземлённой нейтралью одним из определяющих факторов уровня короткого замыкания является суммарное сопротивление нулевой последовательности. Суммарное сопротивление нулевой последовательности зависит от числа заземлённых трансформаторов и автотрансформаторов. Оптимизация режима заземления нейтралей трансформаторов заключается в выборочном заземлении трансформаторов.

Применение трансформаторов с расщеплённой обмоткой низшего напряжения используется для ограничения токов коротких замыканий в сетях низшего напряжения понижающих трансформаторов. Уменьшение тока короткого замыкания достигается за счёт увеличения сопротивления каждой из обмоток в два раза по сравнению с сопротивлением двухобмоточного трансформатора той же мощности.

Кроме перечисленных выше существуют и другие методы уменьшения токов короткого замыкания:

- вставки постоянно тока;
- токоограничивающие устройства со сверхпроводниками;
- полупроводниковые ограничители токов коротких замыканий.

Учитывая факторы морального и физического старения оборудования электрической сети одновременно с ростом уровней токов коротких замыканий, для Свердловской энергосистемы актуальными являются задачи модернизация и перевооружения электросетевого комплекса, а также приведения уровней токов короткого замыкания в соответствие с коммутационной способностью оборудования.

Однако зачастую эксплуатационные и проектные организации не обладают достаточной информацией об уровнях токов коротких замыканий в энергосистеме, а также об отключающей способности существующего коммутационного оборудования, что приводит к трудностям в части проектирования новых объектов, модернизации и перевооружения электросетевого комплекса.

Более того для оперативно-диспетчерского управления во время экстренных аварийных ситуаций в энергосистеме крайне важна быстрота и правильность принятия решений по ликвидации аварии. Но неверная оценка распределения токов КЗ и их уровня в сети, в результате реконфигурации сети, может привести к усугублению положения.

Основная проблема заключается в отсутствии общей базы данных об уровнях токов КЗ в энергосистеме, а также их динамическом изменении при каких-либо изменениях конфигурации сети и режимных параметров. Более того данная база должна обладать простотой восприятия для принятия оперативных решений диспетчерским персоналом.

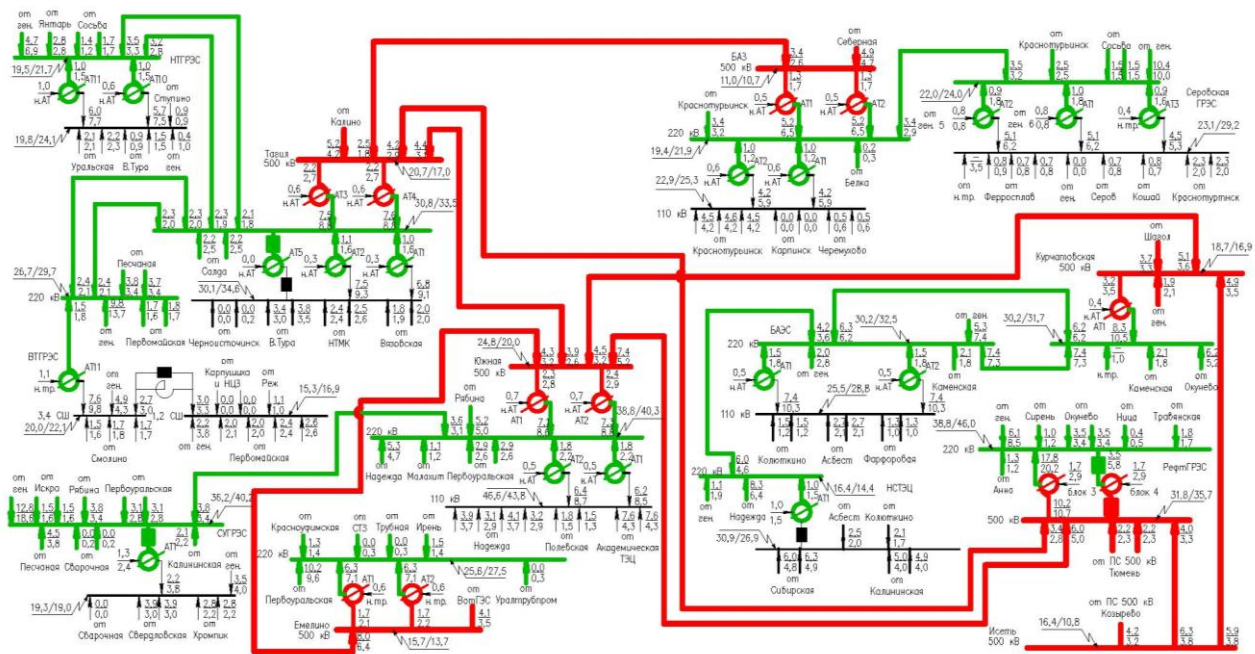


Рис. 4. Результаты расчётов токов короткого замыкания на этап 2020 года в распределительных устройствах 110 кВ и выше в Свердловской энергосистеме

### III. РЕШЕНИЕ

В качестве решения данных проблем предлагается использование инфографики уровней токов КЗ, приемлемой для принятия оперативных решений при проектировании, эксплуатации и управлении электроэнергетическими сис-

темами, созданной на основе расчётов токов короткого замыкания в различных режимах энергосистемы.

Данная технология подразумевает использование экрана с наглядно отображаемой схемой энергосистемы на

местности с цветовым выделением всех участков сети в зависимости от локального уровня тока КЗ.

За основу берётся карта токов КЗ энергосистемы с рассчитанными значениями для различных режимных ситуаций (рис. 4), затем оценивается уровень тока на каждом участке и соответственный участок выделяется определённым цветом (чем меньше ток, тем ярче и ненасыщенной оттенок градиента сети, чем больше ток, тем темнее и насыщеннее цвет участка). Впоследствии полученная схема накладывается на географическую карту-схему энергосистемы (рис. 5).



Рис. 5. Фрагмент карты-схемы Свердловской энергосистемы

Также на экране отображено динамическое изменение уровней токов КЗ во времени (по годам или спорадически), список электростанций и их доля участия в формировании тока КЗ в энергосистеме, а также, при наличии возможности отключающие способности коммутационного оборудования

В результате появляется общая база динамических уровней токов КЗ по энергосистеме с графическим интерфейсом, изменяемая и поддерживаемая во времени. Достигается высокая информативность данных об уровнях

токов КЗ в энергосистеме за счёт наглядности и простоты визуального восприятия персоналом.

#### IV. ВЫВОДЫ

Таким образом, для оперативного и другого персонала предприятий упрощается процесс оценивания режима сети в нормальных и аварийных режимных ситуациях, увеличивается скорость и качество принятия решений, вероятность предотвращения развития системной аварии вследствие множественных КЗ.

Для эксплуатирующих и проектных организаций данная технология также упрощает оценку состояния энергосистемы в плане недопустимых токов КЗ, отключающей способности выключателей и динамической и статической устойчивости, замены коммутационного оборудования и токоведущих частей.

На основании инфографики возможны быстрые решения и рекомендации о принятии мер по снижению токов КЗ, возможном изменении конфигурации и топологии сети и о замене устаревшего оборудования на современное с улучшенными характеристиками, а также посредством установки токоограничивающего оборудования.

#### Список литературы

- [1] Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2015 – 2021 годы.
- [2] Годовые отчёты открытого акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы».
- [3] Короткие замыкания и выбор электрооборудования: учебное пособие для вузов/ И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев и др.; под ред. И.П. Крючкова, В.А. Старшинова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 568 с.
- [4] Антипов К.М., Востросаблин А.А., Жуков В.В., Кудрявцев Е.П., Крючков И.П., Кузнецов Ю.П., Мозгалева К.П., Неклепаев Б.Н., Пираторов М.В., Пойдо А.И., Шунтов А.М. О проблеме координации уровней токов короткого замыкания в энергосистемах. – Электрические станции, 2005, № 4.
- [5] Применение и реализуемость ограничителей тока короткого замыкания в энергетических системах, техническая брошюра СИГРЭ, № 497, 2012.
- [6] Рабочая группа СИГРЭ Ограничители токов КЗ: применение, принципы, испытания. — Electra, 2003, No 211, 47-57.



# Разработка формализованного алгоритма управления режимами ЭЭС с учетом неоднородности сети

К.В. Жгун, Н.Ш. Чемборисова

ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт»»  
Москва, Россия  
ksanka-0505@rambler.ru, nelya1998@mail.ru

В настоящее время при развитии и совершенствовании систем управления установившимися режимами ЭЭС необходимо использовать эффективные математические методы теории управления с учетом зависимости режимной ситуации от множества критериев, которые могут быть весьма противоречивы. Новые средства и методы управления формируют новые принципы развития эффективных систем управления ЭЭС: оценка слабых мест и пропускных способностей связей; повышение быстродействия алгоритмов в предаварийном и послеаварийном режимах; разработка эффективных методов и алгоритмов выбора мест приложения и дозирок управляющего воздействия. Одним из таких методов управления является анализ схемно-режимной ситуации на основе ранжированного списка узлов и основанного на этих данных алгоритма, позволяющего наиболее эффективно управлять энергосистемой.

*Ключевые слов:* ранжированный список узлов, схемно-режимная ситуация, эффективный алгоритм управления.

## Development of the formalized control algorithm of the power system steady-state operating modes with its heterogeneity

K.V.Zhgun, N.Sh.Chemborisova

Moscow State Power Engineering University,  
Moscow, Russian Federation  
Eksanka-0505@rambler.ru, nelya1998@mail.ru

Development and improvement of control systems of the electric power system steady-state operating modes should be used effective mathematical methods of the theory of control with regime depends on the many different criteria. New means and methods of regime control form the new development principles of effective control systems of electric power system: assessment of weak places and capacities of transmissions; increase of speed of algorithms in reemergence and post emergency conditions of system; development of effective methods and algorithms of the choice of places of application and dosages of the operating influence.

*Keyword:* ranked list of nodes.

### I. ВВЕДЕНИЕ В ПРОБЛЕМУ

При оценивании текущего режима современных ЭЭС (электроэнергетической системы) большой размерности, содержащих тысячи узлов и связей, возникают проблемы, связанные с неоднородностью расчетных схем, большим объемом и неполнотой текущей информации о схемно-режимном состоянии сети, плохой обусловленностью решаемой задачи, что приводит к медленной сходимости вычислительного процесса [1]. Все это усложняет задачу расчета режима, может привести к искажению результатов расчетов при оценивании состояния и дальнейшему формированию некорректного управляющего воздействия. Отсюда возникает необходимость в развитии новых принципов и методов расчета режима и управления ЭЭС, которые позволят повысить быстродействие формирования управляющих воздействий, их эффективность и оптимальность.

### II. ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СХЕМЫ СЕТИ

#### A. «Сенсорные» и «жесткие» узлы

Параметры и структура сети оказывают большое влияние на установившийся режим, узлы и ветви, параметры режима которых реагируют в наибольшей степени называются «сенсорными», а в наименьшей - «жесткие» [2, 3]. В «сенсорных» узлах параметры режима быстрее всего достигают предельных значений, что в значительной мере уменьшает пропускную способность сети и также может привести к нарушению статической устойчивости системы. С другой стороны, в «жестких» узлах существует проблема ограничения токов КЗ [4].

Отсюда появляется необходимость выявления краевых узлов, в особенности наиболее чувствительных к изменениям режима для того, чтобы уменьшить реакцию ЭЭС к возмущениям возникающим в сети, тем самым улучшить свойства системы. А также, оценить степень влияние узлов разного характера друг на друга.

Начальным этапом по выявлению слабых мест в системе является предварительное ранжирование узлов по степени их жесткости для рациональной расстановки устройств корректирующих параметры режима, что обеспечит оптимальное использование этих устройств, а также сможет повысить управляемость ЭЭС в целом, благодаря формализованному алгоритму управления построенному на основе информации о сенсорности узлов. Это можно осуществить используя матрицу узловых проводимостей, в которой при преобладании диагонального элемента, являющегося собственной проводимостью, над суммой элементов, относящихся к взаимным проводимостям, указывает на то что узел является жестким, т.е. преобладание емкостного характера. Если же собственная проводимость узла меньше суммы его взаимных проводимостей, то это говорит о преобладании индуктивности, а следовательно узел является сенсорным.

### В. Определение ранжированного списка узлов

В качестве исходных данных используются сопротивления линий, трансформаторных ветвей, коэффициенты трансформации, индуктивность линий, информация о нагрузке и генерации в узлах. Для получения ранжированного списка узлов используется разность между собственной  $Y_{ii}$  и суммой взаимных  $Y_{ij}$  проводимостей  $i$ -го узла, учитывающая все ветви подходящие к узлу, а также нагрузку и генерацию, которые представляются шунтами [5, 6].

Определены крайние значения реактивной составляющей  $\Delta V_{ij}$  разности  $\Delta Y_{ij}$  тестовой 14-ти узловой схемы IEEE (рис. 1).

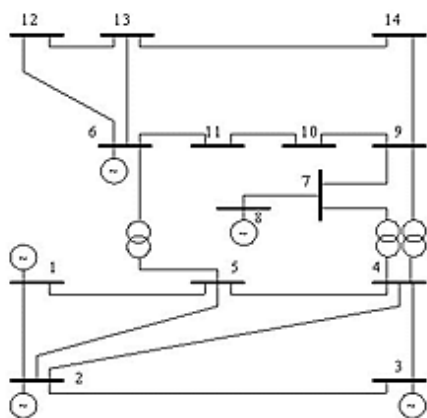


Рис. 1. Тестовая 14-ти узловая схема

Результаты расчетов в программном комплексе MatLab отражены в виде графика  $\Delta V_{ij}$  для всех 14 узлов (рис. 2).

Разность проводимостей для различных напряжений имеют разный порядок значений, поэтому крайние значения для узлов различных классов напряжений рассматриваются отдельно.

По результатам расчетов выявлены крайние значения узлов:

- для уровня напряжения 220 кВ 5 узел является наиболее чувствительным.
- для уровня напряжения 110 кВ 9 узел является наиболее чувствительным, а узел 8 обладает свойствами "жесткого" узла.

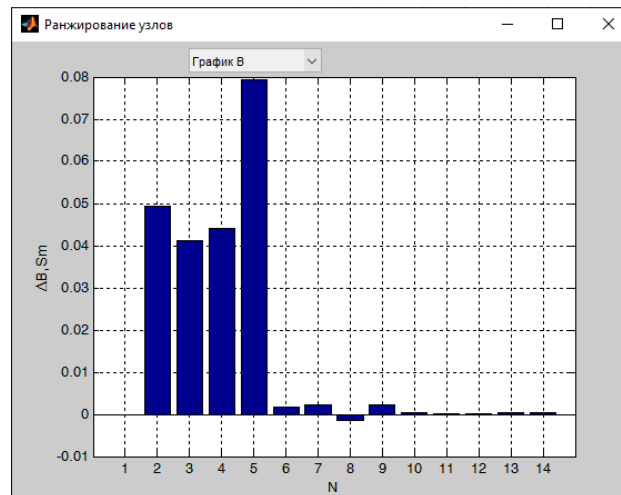


Рис. 2. Реактивная составляющая  $\Delta V_{ij}$  разности  $\Delta Y_{ij}$

### С. Степень влияния компенсирующих устройств в «жестких» и «сенсорных» узлах на реакцию системы

Исследовано влияние установки компенсирующих устройств в узлах исследуемой схемы.

Для узлов 110 кВ в таблице отражены результаты исследования.

Установка КУ в узлах 110 кВ

Номер узла, в котором установлено компенсирующее устройство	Разница между номинальным напряжением и фактическим, %								
	6	7	8	9	10	11	12	13	14
7	4,2	0	0	3,9	4,8	4,9	5,8	6,3	7,1
8	7,3	4,9	0	8,1	8,9	8,5	9,1	9,1	11,1
9	1,8	0,5	0,5	0	1,1	1,8	3,2	3,6	3,7
10	2,3	2,3	2,3	2,3	0	1,5	3,9	4,4	5,4
13	0,6	5,1	5,1	6,0	5,9	3,7	0,8	0	5,57

Анализ результатов показал, что узел обладающий наибольшей чувствительностью, узел 9, оказывает максимальное влияние на узлы одного класса напряжения, а следовательно, установив КУ в таком узле, можно улучшить режимную ситуацию используя минимальное количество устройств.

В узле 8, обладающим свойством "жесткого" узла, можем заметить противоположную ситуацию, установив КУ в этом узле получаем значения напряжений в узлах с наибольшим отклонением от номинального значения.

Аналогичная ситуация наблюдается и в узлах с номинальным напряжением 220 кВ.

Отсюда следует, что построение оптимального алгоритма управления необходимо выстраивать на основе информации о степени влияния узла на соседние для улучшения режимных параметров наименьшим количеством КУ в существующей энергосистеме, а также принять оп-

тимальный и наиболее экономичный вариант расстановки КУ на этапе проектирования.

### III. ФОРМИРОВАНИЕ АЛГОРИТМА УПРАВЛЕНИЯ

#### A. Принципы формирования алгоритма

Рассматривается система, которая в режиме реального времени оценивает режимную ситуацию ЭЭС, существующие и назревающие угрозы, а также обеспечивает быстрый переход системы из послеаварийного режима в нормальный.

Для возможности реализации данной системы необходимо получать информацию о напряжениях в узлах рассматриваемой сети, информацию о текущих нагрузках и генерации, а также о коммутационном состоянии оборудования. Эта информация должна быть заложена в основу обучения системы управления ЭЭС на базе нейросетевой модели.

На основе этой информации формируется список узлов по степени чувствительности, а, следовательно, и их степени влияния на соседние узлы.

В дальнейшем для формирования алгоритма управления происходит обучение сети на базе ретроспективной информации о степени влияния узлов и быстрой оценки их чувствительности.

#### B. Использование нейросетевой модели

Искусственные нейронные сети служат для распознавания и классификации закономерностей в данных. Их способность к обучению, простота реализации и высокая скорость отклика обученной сети делают их применение привлекательным там, где зависимость между входными и выходными переменными сложна и нахождение закономерностей требует нетривиальных алгоритмов и занимает много времени [7].

Нейросетевая обработка информации о степени влияния узлов и их чувствительности в реальном времени является основой при создании самообучающейся нейросетевой системы управления ЭЭС в нормальном режиме и послеаварийном. Данный подход позволяет ускорить процесс обучения системы управления, а также повысить скорость принятия решений и определения управляющих воздействий в предаварийных и послеаварийных режимах, где вопрос быстрого действия является весьма актуальным.

Многочисленные исследования и практические работы показывают, что наиболее эффективным методом решения задач электроэнергетики являются искусственные нейронные сети (ИНС) [8]. Существует множество разных типов ИНС в зависимости от метода подбора весов межнейронных связей.

Для решения задачи управления энергосистемой применяются такие виды ИНС как: сеть Кохонена (рис. 3) для задачи классификации и рекуррентные сети (рис. 4) для возможности проведения оценивания состояния ЭЭС.

Структурная сеть Кохонена позволяет классифицировать вид возмущения и определить на основе информации о чувствительности узлов необходимое управляющее воздействие, с учетом, имеющейся базы данных весовых коэффициентов влияния КУ в узлах на параметры режима в целом.

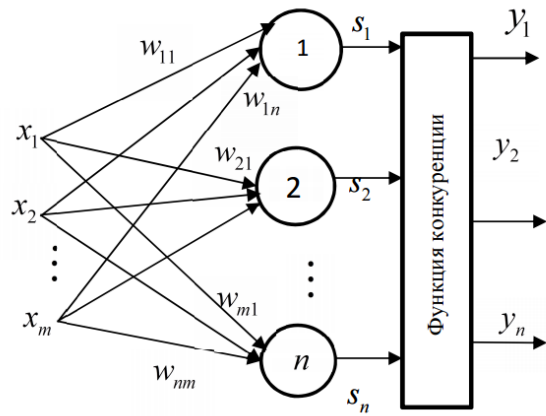


Рис. 3. Структурная сеть Кохонена

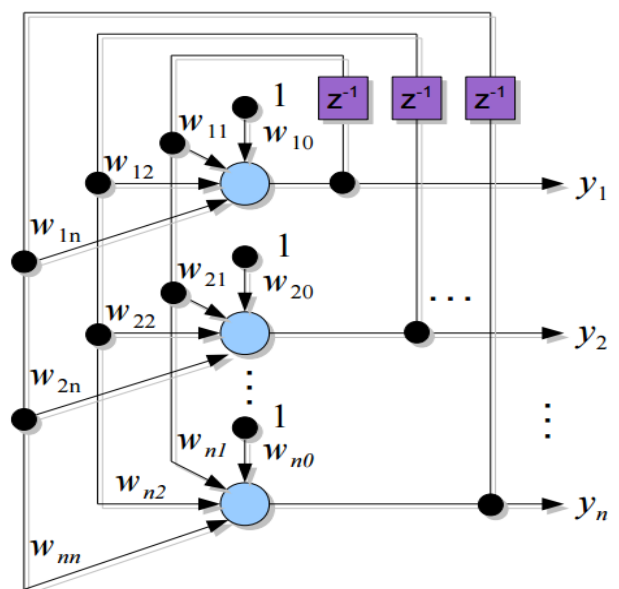


Рис. 4. Рекуррентная нейронная сеть

Рекуррентная нейронная сеть позволяет работать с учетом большого количества критериев, что существенно усложняет расчет. Данную модель можно использовать как второй этап управления - корректировка управляющих воздействий, полученных на первом этапе, для реализации оптимального и надежного режима.

Таким образом, предложенный метод формирования алгоритма управления позволяет упростить и ускорить задачу оптимизации режима в реальном времени для нормальных режимов, а также позволяет максимально быстро реагировать на возмущения в системе, формировать необходимые управляющие воздействия и обеспечивать быстрый переход из послеаварийного режима в нормальный.

#### Список литературы

- [1] Воропай Н.И. Задачи повышения эффективности оперативного и противоаварийного управления ЭЭС // Энергоэксперт. – 2009. – № 4. – С. 36-41.
- [2] Лопатин О.А., Чемборисова Н.Ш. Использование параметров сети и обобщенных показателей режима для расстановки компенсирующих устройств // Электричество. – 2011. – № 3. – С. 10-12.

- [3] Воропай Н.И., Гамм А.З. Анализ неоднородностей электроэнергетических систем. Сиб. изд. фирма РАН, 1999. – 256 с.
- [4] Гамм А.З., Голуб И.И. Сенсоры и слабые места в электроэнергетических системах. Иркутск, 1996.
- [5] Демирчян К.С., Нейман Л.Р., Коровкин Н.В., Чечулин В.Л. Теоретические основы электротехники. –СПб: Питер, 2003.
- [6] Фролов О.В., Чемборисова Н.Ш. Оценка жесткости узлов схемы при ограничении токов короткого замыкания в сетях мегаполисов. – Сб. докладов XX конф. «Релейная защита и автоматика энергосистем» (Москва, 1–4 июня 2010). – М.: Научно-инженерное информационное агентство, 2010.
- [7] Оссовский С. Нейронные сети для обработки информации / С. Оссовский; пер. с польского И.Д. Рудинского. – М.: Финансы и статистика, 2004. – 344 с.
- [8] Горбань, А.Н. Нейроинформатика / А.Н. Горбань [и др.]. – Новосибирск: Наука. Сибирское предприятие РАН, 1998. – 296 с.

# **Модель системы управления активами на основе онлайн-мониторинга технического состояния электроэнергетического оборудования для подстанции 220 кВ «Южная»**

И.Д. Замыслов  
Филиал АО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ  
Воронеж, Россия  
mr.zamyslov@yandex.ru

**Состояние вопроса:** Система управления активами электроэнергетических компаний, применяемая в России, основана на экспертной оценке состояния основного оборудования и требует модернизации в связи с большим процентом износа основных фондов. Одним из перспективнейших направлений является внедрение системы управления активами на основе онлайн-мониторинга. Она представляет собой многоуровневую систему оценки основного электроэнергетического оборудования подстанций и электростанций.

**Предлагаемая для внедрения на подстанции 220 кВ «Южная» система,** способна в автоматическом режиме рассчитывать сроки и тип технического обслуживания. Это позволяет выполнять ремонт основных фондов не в соответствии с определёнными заранее сроками, как это осуществляется на сегодняшний день, а на основе оценки реальных данных, полученных с датчиков и измерительных приборов в режиме реального времени.

**Материалы и методы:** В процессе разработки алгоритма сбора и обработки информации использовались методы технологического анализа и математического моделирования, с помощью которых изучены возможности применения метода оценки технического состояния оборудования посредством удаленного онлайн-мониторинга.

**Результаты:** Разработана модель системы управления активами на основе онлайн мониторинга технического состояния электроэнергетического оборудования для ПС 220 кВ «Южная». Предложена структура системы измерения, сбора и передачи информации, необходимой для оценки состояния электроэнергетического оборудования.

**Выводы:** Результаты исследований могут быть применены при строительстве новых и реконструкции существующих подстанций для создания эффективной системы управления активами, осуществляющей сбор и обработку информации о техническом состоянии оборудования в режиме реального времени.

*Ключевые слова:* управление активами, системы измерения, онлайн мониторинг, сбор и обработка информации, анализ технического состояния.

## **The asset management system model based on online monitoring of electric equipment technical condition for 220 kV "Yuzhnaya" substation**

I.D. Zamyslov  
The branch of joint stock company "System operator of Unified power system", the Voronezh regional dispatching office  
Voronezh, Russia  
mr.zamyslov@yandex.ru

**Background:** The system of the asset energy companies management, applied in Russia, is based on expert evaluation of primary equipment condition. It requires modernization due to high percentage of fixed assets depreciation. One of the most perspective directions is the implementation of the asset management system, based on online monitoring. It is a multi-level evaluation system of the substations and stations primary electric equipment.

The system, offered for implementation at the 220 kV "Yuzhnaya" substation, has the ability to calculate the terms and kind of equipment maintenance automatically. It gives the opportunity to repair the primary equipment not in accordance with terms defined in advance as nowadays, but on the basis of an assessment of actual data, which are derived from measuring devices in real time process.

**Materials and Methods:** During the development of information gathering process the methods of engineering analysis and mathematical simulation are used. On their basis the opportunities for implementation of technical condition assessment method with online monitoring function are examined.

**Results:** The asset management system model based on online monitoring of electrical equipment technical condition for 220 kV " Yuzhnaya " substation is developed. The structure of measuring system, gathering and processing information, which is necessary for an assessment of electrical equipment condition, is offered.

**Conclusions:** The research results can be applied during the new substation construction and existing substations reconstruction to create an effective asset management system that collects and processes information about the equipment technical condition in real time process.

**Keywords:** asset management, measuring system, online monitoring, gathering and processing information, technical analysis.

## 1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в условиях рыночных отношений проблема управления активами предприятий и возможности совершенствования методов управления является одной из самых актуальных в сфере как российской, так и зарубежной электроэнергетики. Чтобы в рамках рыночных отношений обеспечивать конкурентоспособность такого крупного предприятия, как электросетевая компания, в современных условиях, управленческому персоналу необходимо построить сбалансированную систему управления активами. Для электроэнергетики это важно, прежде всего, в связи с тем, что это одна из наиболее капиталоемких отраслей, значительная часть расходов в ней связана с поддержанием больших объемов сложного, постоянно нуждающегося в эксплуатационном обслуживании комплекса оборудования, техники, зданий, сооружений.

На текущий момент в отечественной электроэнергетике повсеместно применяется система управления активами, основанная на экспертной оценке состояния основного оборудования. Она требует пересмотра и модернизации, в связи с большим процентом износа основных фондов Российских электроэнергетических компаний. В связи с этим, остро стоит вопрос о разработке и внедрении эффективной системы управления активами, соответствующей международным стандартам, способной в режиме реального времени осуществлять контроль за основными параметрами электроэнергетического оборудования и на основе анализа собранной информации рассчитывать сроки и вид технического обслуживания и ремонта (ТОиР).

## II. СУЩНОСТЬ УПРАВЛЕНИЯ АКТИВАМИ

Что же понимается под понятием «актив»? Экономический словарь дает следующее определение этому термину: «Актив – это совокупность имущества и денежных средств, принадлежащих предприятию, фирме, компании (здания, сооружения, машины и оборудование, материальные запасы, банковские вклады, вложения в ценные бумаги, патенты, авторские права и др.), в которые вложены средства владельцев, хозяев» [1]. В активах различают движимое и недвижимое имущество, паи и акции в других организациях (долгосрочные финансовые вложения), оборотные средства (текущие активы) или оборотный капитал.

Набор отдельных активов, связанных между собой функционально для выполнения требуемой бизнес функции образует систему активов, каждый из которых обладает таким важным параметром, как жизненный цикл.

Типичный пример жизненного цикла активов (ЖЦА) представлен на рис. 1, на котором отображено, что ЖЦА представляет собой промежуток времени от момента оп-

ределения необходимости в активе до момента ликвидации (продажи, отчуждения) актива и всех связанных с ним обязательств.

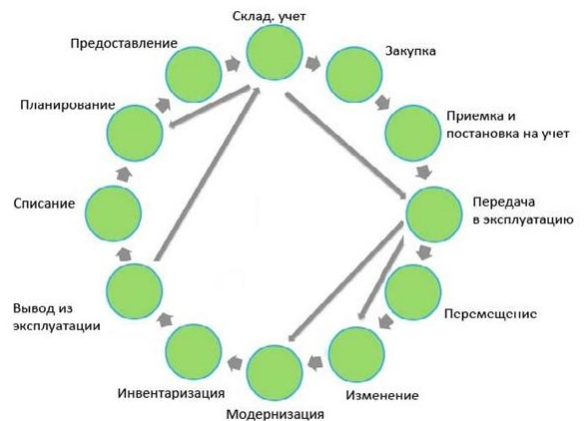


Рис. 1. Жизненный цикл активов

В настоящее время существуют различные классификации активов компаний, среди которых наиболее часто используемыми являются такие классификационные признаки, как форма функционирования активов (материальные, нематериальные и финансовые) и характер участия активов в хозяйственном процессе с позиций особенностей их оборота (оборотные и внеоборотные).

Что в таком случае можно понимать под эффективным управлением активами? Институт стандартов Великобритании (British Standards Institute, BSI) дает следующее определение понятию "управление активами": систематическая и скоординированная деятельность организации, нацеленная на оптимальное управление физическими активами и режимами их работы, рисками и расходами на протяжении всего жизненного цикла для достижения и выполнения стратегических планов организации.

Из определения следует, что интегрированное и оптимизированное управление активами реализуется лишь при оптимальном сочетании функций ТОиР и использования активов, ведь определение оптимального уровня обслуживания по сути гарантирует наименьшую стоимость владения активами и тем самым позволяет решить целый комплекс вопросов и задач, а именно:

- упорядочение учета основных фондов;
- повышение эффективности использования основных фондов;
- оптимизация цепочки материально-технических поставок;

- снижение стоимости поддержания основных фондов в рабочем состоянии;
- сокращение простоев оборудования за счет снижения аварийных простоев и оптимизации политики в отношении ТОиР;
- снижение аварийности, повышение надежности;
- повышение эффективности использования персонала;
- ведение полной истории оборудования для последующего анализа;
- полный учет затрат на техническое обслуживание и ремонт.

Для решения поставленных задач предлагается внедрять на вновь строящихся и реконструируемых объектах систему управления активами на основе онлайн мониторинга.

### III. МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ АКТИВАМИ НА ОСНОВЕ ОНЛАЙН МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПОДСТАНЦИИ 220 кВ «ЮЖНАЯ»

Стратегия технического обслуживания и ремонта производственных активов в электросетевых компаниях является одной из важнейших функциональных стратегий управления ими и включает в себя вопросы планирования, проектирования, эксплуатации и ТОиР, а также своевременной замены производственных активов.

В 2022 году на ПС 220 кВ «Южная» Воронежской энергосистемы планируется провести комплексную замену оборудования. В связи с планируемой масштабной модернизацией на данной подстанции предлагается внедрить современную систему управления активами на основе онлайн мониторинга, соответствующего стандарту PASS-55 [2].

«Базовый принцип системы управления производственными активами (СУПА) – нахождение баланса технического состояния оборудования, затрат на технические воздействия и рисков выхода оборудования из строя. В основе достижения этого баланса лежат: определение технического состояния

оборудования; оценка прямых и косвенных рисков (последствий) отказа для каждой единицы оборудования; сбор и анализ информации о состоянии и рисках отказа оборудования» [3].

Предлагаемая модель системы управления активами представлена на рис.2

С ее помощью компания сможет решить целый ряд важных целей и задач:

- мониторинг состояния активов;
- оптимизация технического обслуживания активов-поих жизненному циклу;
- оптимизация решений по обеспечению заданного уровня надежности энергоснабжения потребителей;
- оптимизация распределения затрат на техническое обслуживание;

- анализ и наблюдение за состоянием активов и фактическими показателями их работы для оптимизации процессов усовершенствования системы, замены и реконструкции оборудования и разработки плана ремонтов и ТО;
- анализ причин аварий, выявление причины, а не симптомов;
- оценка текущих показателей деятельности с целью обеспечения ориентации на надежность.



Рис. 2. Предлагаемая модель управления активами ПС 220 кВ Южная

На первом этапе необходимо произвести сбор информации о состоянии оборудования посредством удаленной диагностики и экспертной оценки. Для сбора информации на оборудовании предлагается установить комплекс датчиков, поставляемых крупнейшими производителями электроэнергетического оборудования: ABB, Siemens, Areva, GeneralElectric и др. [4]. Типовая архитектура системы мониторинга представлена на рис.3.



Рис. 3. Типовая архитектура системы мониторинга

Систему мониторинга силового оборудования подстанции 220кВ «Южная» планируется оснастить полным набором первичных датчиков, а также программных и технических средств для сбора диагностической информации и интеграции в АСУТП. В правильно организованной АСУТП подстанции подсистема расширенного мониторинга не должна иметь собственных технических средств верхнего уровня. Она интегрируется в АСУТП подстанции и использует для этих целей единые подстанционные средства визуализации, архивирования и документирования. В этом случае замена отдельных единиц оборудования на подстанции и/или расширение номенклатуры первичных датчиков требует модернизации только нижнего уровня подсистемы мониторинга и незначительно верхнего. При этом для обеспечения нормальной работы среднего и верхнего уровней расширенного мониторинга требуется выполнить штатные процедуры конфигурирования и ввода новых параметров.

В результате мониторинга состояния оборудования накапливается информация о частоте отказов с учетом

возраста оборудования и производится сравнение максимальной продолжительности эксплуатации актива с имеющейся статистикой, сбор которой ПАО «ФСК ЕЭС» начала в 2008 году с использованием программного комплекса NEPLAN.

На втором этапе осуществляется группировка активов по техническим условиям работы и операционным требованиям. Предложенная стратегия технического обслуживания и ремонтов предусматривает дифференциацию систем ТОиР групп производственных активов, имеющих различные уровни риска их использования. В настоящее время в российских электросетевых компаниях, в том числе и ТЭСК, такие подходы не используются. Это объясняется, в первую очередь, отсутствием полноценной системы риск-менеджмента. Для реализации стратегии дифференциации систем ТОиР групп производственных активов предлагается осуществлять ранжирование производственных активов по уровню рисков их использования, что на протяжении многих лет активно используют передовые зарубежные компании [5, 6, 7 и др.] Опираясь на эту информацию, определяется число отказов для каждой из групп.

На третьем этапе устанавливается общий индекс состояния, при котором оборудованию экспертным путем присваиваются баллы. Затем баллы суммируются с учетом весовых коэффициентов, и рассчитывается интегрированный индекс. По результатам оценки определяется состояние актива и оставшийся срок его полезного использования. Для определения оптимальных сроков, объемов и очередности проведения технического обслуживания и ремонта активов предлагается использовать инвестиционную модель, аналогичную модели, используемой в TorontoHydro (“FIM”)[8], целью которой является определение вероятности сбоев и отключений. Для того чтобы количественно оценить риск вследствие отказа оборудования, при помощи FIM рассчитываются вероятности и последствия отказов для каждого актива. Затраты, как правило, зависят от величины и длительности перерывов электроснабжения.

Для оценки последствий выхода из строя оборудования FIM использует расчет на отказ срабатывания при пиковой нагрузке. Эта нагрузка и продолжительность отключения электричества у потребителя преобразуются в неявные долларové затраты для компании. На основе полученной экономической модели и индекса состояния составляется график ТО и ремонта оборудования [8].

Оценка эффективности предлагаемой системы управления активами производится по факту достижения следующих целевых показателей эффективности управления производственными активами для ПАО «ФСК ЕЭС» на ПС 220 кВ «Южная»:

- Технологическая эффективность:
  - снижение технологических нарушений, включающий в себя индекс средней продолжительности перебоев электроснабжения, минут в год/потребителя;
  - снижение уровня потерь электроэнергии при передаче и распределении до 4%;
  - выполнение планов ввода мощностей;

- снижение недоотпуска электроэнергии потребителям до уровня 0,035% и ниже;
- снижение коэффициента фактического износа оборудования;
- Экономическая эффективность:
  - повышение удельной прибыли, руб./1у.е.;
  - снижение удельных расходов на владение производственными активами, руб./1у.е.;
  - снижение удельных инвестиционных вложений руб./1у.е.;
  - снижение экономического ущерба, руб.
- Организационная эффективность:
  - повышение коэффициента своевременности выполнения работ по контрольным точкам инвестиционных проектов, %;
  - снижение доли технологических нарушений по причинам, связанным с качеством планирования и реализации плана ТОиР, %;
  - снижение доли аварийно-восстановительных работ в общей стоимости работ по ТОиР, %.

#### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предлагаемая система управления активами на основе онлайн мониторинга технического состояния электроэнергетического оборудования для подстанции 220 кВ «Южная» позволит осуществить:

- оценку и мониторинг состояния производственных и рисков с подробным анализом важнейших инфраструктурных компонентов, выявлением групп производственных активов в наиболее уязвимом состоянии, а также с оценкой последствий и влияния нарушений в работе производственных активов на уровень услуг электросетевой компании, затраты, результаты производственно-хозяйственной деятельности и т.д.;
- оценку остаточного срока службы производственных активов, организация и разработка оптимального долгосрочного плана их ТОиР и замены;
- прогнозирование аварийных ситуаций с целью предупреждения возникновения незапланированных происшествий и минимизации их негативного влияния;
- оптимизация процесса эксплуатации и технического обслуживания производственных активов основе данных, полученных в результате оценки состояния и анализа рабочих характеристик производственных активов;
- внедрение системы риск-менеджмента в управлении производственными активами.

#### Список литературы

- [1] Райзберг Б.А. Современный экономический словарь.// ИНФРА-М. 2011.
- [2] Стандарт PASS 55-1:2003 // Specification for the optimized management of physical infrastructure assets and PASS 55-2:2003 Guidelines for the application of PASS 55-1



- [3] Протокол совместного заседания Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» по теме Внедрение системы управления производственными активами по техническому состоянию в ОАО Холдинг МРСК от 29.04.2012.
- [4] Живодерников С.В., Овсянников А.Г., Русов В.А. Зарубежный опыт мониторинга состояния маслонаполненного оборудования // [http://megaom.ucoz.ru/normativ/vv\\_oborudovanie/statja\\_zarubezhnyj\\_opyt\\_monitoringa\\_oborudovaniya.pdf](http://megaom.ucoz.ru/normativ/vv_oborudovanie/statja_zarubezhnyj_opyt_monitoringa_oborudovaniya.pdf)
- [5] Воропай Н.И. Проблемы развития электроэнергетики, методы и механизмы их решения в рыночных условиях // Н.И.Воропай, Е.Б.Иванова, В.В.Труфанов, Г.И.Шевелева М.: Изд-во ИПН. - 2007. -110 с.
- [6] Волкова И.О. Система управления сетевыми активами: новый подход к управлению в электросетевых компаниях // И.О.Волкова, О.В.Самаренко, В.В.Софьин // Энергоэксперт. 2008. - №2. - С.20-26
- [7] Маслов А., Фролов К., Волкова И. Анализ мирового опыта в области построения систем управления активами электросетевых компаний // Энергорынок: профессиональный журнал // учредитель: издательский дом «РЦБ». – М. – 2007. - №7.
- [8] Стратегия управления активами Toronto Hydro // [http://www.torontohydro.com/sites/electricsystem/Documents/2011EDR/C1\\_T06\\_S01\\_Asset%20Management%20Approach\\_V01\\_GAW.pdf](http://www.torontohydro.com/sites/electricsystem/Documents/2011EDR/C1_T06_S01_Asset%20Management%20Approach_V01_GAW.pdf).

# Уязвимости низкоуровневых протоколов как инструменты для атаки на SCADA-системы

А.С. Занин<sup>1</sup>, К.И. Бушмелева<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Филиал АО «СО ЕЭС» Региональное диспетчерское управление энергосистемы Тюменской области

<sup>2</sup>ФГБОУ ВО «Сургутский государственный университет»

Сургут, Россия  
mario85@bk.ru

В сетях сбора и передачи информации централизованных систем управления технологическими процессами в электроэнергетике зачастую используются протоколы передачи данных, разработанные в годы, когда вопросы умышленного нанесения вреда не учитывались. В силу отсутствия возможности произвести комплексную модернизацию ССПИ целой отрасли, с учетом современных тенденций в развитии информационной безопасности, существует необходимость оценки влияния манипуляции данными с использованием уязвимостей в низкоуровневых протоколах на системы, осуществляющие принятие решений по изменению функционального состояния ТП, коими и являются SCADA-системы.

*Ключевые слова:* уязвимости низкоуровневых протоколов, оценка состояния, безопасность систем сбора и передачи информации, безопасность SCADA-систем.

## Low-level protocols vulnerability as a tool for attacks on SCADA-systems

A.S. Zanin<sup>1</sup>, K.I. Bushmeleva<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Tumen Regional Dispatching Office of «System operator of United Power system»

<sup>2</sup>Surgut State University

Surgut, Russian Federation  
mario85@bk.ru

In information collection and transfer networks of the centralized process control systems in Electricity are frequently used data transfer protocols developed in the years when the questions of intentional harm was not mind. In the absence of the possibility to produce a comprehensive modernization of information collection and transmission of entire industries, taking into account current trends in information security development, there is a need to assess the impact of data manipulation, using vulnerabilities in the low-level protocols on the control system which are the SCADA-system.

*Keywords:* low-level protocols vulnerability, state estimation, safety systems for collecting and transmitting information, SCADA-systems security.

### I. ВВЕДЕНИЕ

Обеспечивающие работу, не так давно ставших привычными SCADA<sup>1</sup>-систем, подсистемы сбора и передачи информации диспетчерских центров различных отраслей, зачастую были спроектированы в годы, когда вопросам безопасности уделялось несколько иное внимание, нежели того требуют сегодняшние реалии. Мало кто в далекие 70-е задумывался, при разработке протокола передачи данных, о возможности незаметной врезки в структуру передающего тракта. Сегодня же с приходом в свободное обращение мобильных устройств обладающих вычислительной мощностью вчерашнего центра обработки данных, пора взглянуть на вопросы безопасности вышеупомянутых SCADA систем несколько с иной стороны.

### II. ПОНЯТИЕ БЕЗОПАСНОСТЬ

На сегодняшний день под понятием безопасность понимается:

- условия, в которых находится сложная система (СС), при которых действия внешних или внутренних факторов не влечет последствий считающихся отрицательными по отношению к данной сложной системе соответствии существующим на данном этапе потребностями, знаниями и представлениями;
- состояние сложной системы, когда действие внутренних и внешних факторов не приводит к ухудшению системы или к невозможности ее функционирования развития;
- многозначное понятие, характеризующее защищенность и низкий уровень риска для сложной системы или ее объектов.

1. SCADA (аббр. от англ. supervisory control and data acquisition, диспетчерское управление и сбор данных) — программный пакет, предназначенный для разработки или обеспечения работы в реальном времени систем сбора, обработки, отображения и архивирования информации об объекте мониторинга или управления.

Обобщая все вышесказанное можно сказать, что безопасность – это условия существования сложной системы, при которых вероятность ухудшения со стороны внешних и внутренних факторов её состояния и/или последствий таких ухудшений стремятся к нулю. Для последующего понимания также потребуется понятие. Уязвимость – параметр характеризующий возможность нанесения описываемой системе повреждений какой-либо природы теми или иными внешними средствами или факторами.

Итак, при комплексной оценке безопасности любой СС необходимо обязательно понимать какие внешние и внутренние факторы воздействуют на нее, и какие из факторов могут нанести в случае их ухудшения наибольший ущерб [1, 2]. Сегодня общественность уже видела примеры уязвимости SCADA-систем со стороны внутренних факторов, ярким примером использования такого рода уязвимостей является вирус STUXNET. К сожалению, мало кто задумался о том, что для написания подобного рода программного обеспечения (ПО) необходимо иметь отчетливое понимание не только принципов построения программно аппаратных комплексов (ПАК), но и четкое осознание технологических процессов (ТП) на которые направлено данное ПО. При осознании этого факта становится понятно и то, что для человека, владеющего представлением о ТП контролируемом SCADA не станет проблемой и подбор входных параметров, приводящих её к принятию неправильного решения. В ситуации когда сети сбора и передачи данных не имеют физического ограничения доступа а протоколы [3] не всегда предусматривают защиту от ошибок второго рода кажется, что дело встанет за дороговизной и сложностью устройств для подобного рода анализа и подмены трафика, но... Сегодня на рынке существуют весьма доступные устройства с функционалом позволяющим осуществлять скрытый анализ трафика любого физического канала связи (рисунок). Не становится сегодня проблемой и получение доступа к данным в зашифрованных каналах. Современный же уровень производительности мобильных устройств позволяет говорить и вовсе о возможности применения самообучающихся алгоритмов (например, на основе самообучающихся нейронных сетей).



Простейший анализатор трафика

### III. SCADA-СИСТЕМЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

В настоящее время в ОАО «СО ЕЭС»<sup>2</sup> ведется внедрение Трехуровневая автоматизированная система формирования физических и эквивалентных моделей для расчетов и оценивания электрических режимов (ТАС).

Для оценивания состояния [4] ТАС использует телеметрию (ТМ), получаемую из базы данных реального времени оперативного информационного комплекса СК-2007. Предполагается, что перед принятием решения по изменению функционального состояния, какого либо элемента сети, будет необходимо оценить влияние данного изменения на всю сеть в целом на модели ТАС. Таким образом, в случае если набор параметров телеметрии будет содержать подмененные данные, удовлетворяющие некоторым условиям, гипотетически возможная ситуация, в которой персоналом или автоматикой будет принято неверное решение по изменению функционального состояния какого либо объекта управления.

### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

С целью получения начальных условий для дальнейших исследований был проведен простейший эксперимент. В модель оценивания состояния были вручную внесены заведомо ложные данные ТМ. Понимая, что подмена значений параметров на значения, выходящие за пределы физически возможных, будет обнаружена на этапе достоверизации ТМ в ОИК, значение параметра менялось с учетом этого ограничения. Описанная подмена единичного параметра привела к расходимости алгоритма ОС и, следовательно, не могла привести к принятию не верного решения. Далее была произведена подмена нескольких взаимосвязанных физическими законами параметров, с учетом описанного выше условия. Такая подмена привела к сходимости алгоритма ОС и теоретически могла бы повлиять на правильность принимаемого решения.

Результат описанных выше экспериментов показывает гипотетическую возможность влияния уязвимостей низкоуровневых протоколов на решения, принимаемые на основе данных SCADA-систем, что в свою очередь свидетельствует об относительной небезопасности систем использующих в составе ССПИ устаревшие протоколы.

### Список литературы

- [1] Казиев В.М. //Введение в системный анализ и моделирование.
- [2] Большоев А. Атаки на низкоуровневые протоколы АСУ ТП на примере HART //Информационная безопасность. - 2014. - №4.
- [3] Занин А.С., Бушмелева К.И. Автоматизированная система управления технологическим процессом как сложная система (на примере автоматизированной системы диспетчерского управления энергосистемой Тюменской области) //Северный регион: наука, образование, культура. 2015. Т. 2. № 2 (32). С. 87-89.
- [4] Хохлов М.В. Методы устойчивого оценивания состояния ЭЭС в оперативных задачах надежности //Доклад (в печати) представлен на 73-м заседании Всероссийского научного семинара «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики», г. Туапсе, 22-26 сентября 2002.

2. Открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (ОАО «СО ЕЭС») - специализированная организация, единолично осуществляющая централизованное оперативно-диспетчерское управление в Единой энергетической системе России.

# Применение теории систем массового обслуживания для моделирования бизнес-процессов

Е.В. Иманова, И.К. Будникова

ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»

В данной работе рассматривается проблема технологического присоединения энергопринимающих устройств к электросетям и согласованности действий всех участников этого бизнес-процесса. Изучая пути автоматизации бизнес-процессов, было проведено исследование с целью выявления возможности автоматизации процесса с помощью приложения ELMA BPM и доказательства состоятельности этого способа с точки зрения науки об управлении бизнес-процессами теории массового обслуживания. Результаты исследований позволяют проанализировать не только работу предприятия в целом, взаимодействие с внешними организациями, но и организацию деятельности на каждом отдельно взятом подразделении.

*Ключевые слова: энергетическое предприятие, бизнес-процесс, системы массового обслуживания.*

## The application of the theory of queueing systems for modelling business processes

Elena Imanova, Ivetta Budnikova

Kazan State Power Engineering University  
Kazan, Russian Federation

In the article the problem of the technological joining of energy accepting devices is examined to the electric systems and coordination of actions of all participants of this business process. Exploring ways of automating business processes, a study was conducted to identify opportunities of automation of the process using ELMA BPM application and proof of viability of this method from the point of view of science about the management of business processes of the Queuing theory. Results of researches allow to analyse not only work of the enterprise in general, interaction with the external organizations, but also the organization of activity on each separately taken division.

*Keywords: power enterprise, business process, systems of mass service.*

### I. АКТУАЛЬНОСТЬ ВОПРОСА

В настоящее время значительную роль во многих отраслях промышленности играет вопрос повышения эффективности производственной деятельности. В электроэнергетике данный вопрос особенно актуален, так как данная отрасль имеет особое место в развитии экономики страны. Так как производственный цикл современных энергопредприятий имеет много организационных операций, в общем объеме складывающихся в организационные процедуры, управление исполнением организационных операций становится одним из самых трудно реализуемых и плохо поддающимся системному анализу и математическому моделированию видом управления. В отсутствие правильной организованности оперативного управления операции часто выполняются нерационально, поэтому производственные задачи решаются неэффективно и с высокими трудозатратами.

Для рационального использования производственных ресурсов используется процессный подход, пропагандирующий отображение в виде взаимосвязей, выполняющих организационные операции и задачи в виде формальной модели. Перед внедрением данного подхода на предприятии, нужно составить список бизнес-процессов и ранжировать их по значимости.

### II. ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

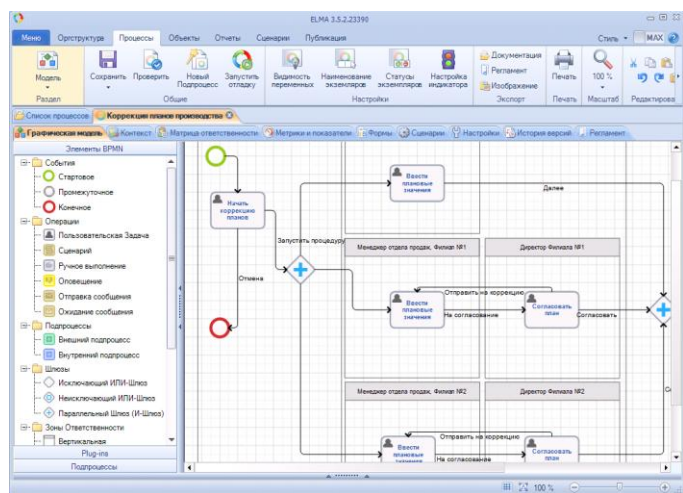
На современном этапе жизни абонент электрических сетей становится главой производственного процесса, и эффективность сетевой организации зависит от того, насколько оперативно проходит процесс техприсоединения.

Технологическое присоединение к электросетям - это присоединение к электрическим сетям энергопринимающих устройств, когда впервые вводятся в эксплуатацию, реконструируются для увеличения присоединенной мощности, изменяется категория надежности электроснабжения, точки присоединения, виды производственной деятельности в отношении ранее присоединенных устройств. Техприсоединение является комплексной процедурой, которая проходит в четыре этапа: подача заявки, заключение и выполнение договора, получение разрешения Ростехнадзора на допуск в эксплуатацию объектов заявителя.

Большая часть производственных процессов состоит из множества функций и выходит за рамки отдельных подразделений. Проблема состоит в том, что время работ между подразделениями распределяется следующим образом: 20% на саму работу, а 80% на передачу результатов труда другому исполнителю [1]. После анализа проблемы, было определено, что в процессе технологического присоединения прослеживается очередность, которую можно

организовать путём введения компьютерных технологий. Так зачем необходимо добиться автоматизации этого процесса, и какие задачи помогает решать компьютеризация процесса технологического присоединения? Автоматизированная система управления бизнес-процессами дает возможность сбора огромного количества необходимых данных, хранение всей информации, обеспечивает предсказуемость и заранее определенность всех действий.

Для автоматизации бизнес-процесса была использована BPM-система (рисунок).



Интерфейс приложения ELMABPM

Моделирование осуществляется с помощью наглядных диаграмм, которые загружаются в компьютерную систему и становятся исполнимыми, то есть программа позволяет проконтролировать исполнение бизнес-процессов в реальной практике работы предприятия.

В проведённом исследовании бизнес-процесс по техприсоединению к электрическим сетям был рассмотрен с точки зрения теории массового обслуживания, поскольку при построении математической модели этого бизнес-процесса легко отслеживаются четыре основных элемента классической системы массового обслуживания (СМО) [2]. К этим элементам относятся: поток поступающих заявок на техприсоединение, система обработки и обслуживания заявки, характеристики качества бизнес-процесса, дисциплина обслуживания заявок.

При моделировании бизнес-процесса как СМО ставятся и решаются следующие задачи:

- при заданной структуре системы обслуживания определяются ее основные параметры в зависимости от свойств потока заявок и качества их обслуживания;
- оптимизация бизнес-процесса происходит таким образом, чтобы стоимость системы была минимальной при заданной интенсивности заявок и дисциплине.

### III. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В работе было доказано, что разработать эффективные механизмы технологического присоединения, с учётом требований государства, невозможно без организации производственных процессов с помощью научно обоснованных методик организации труда, движения материалов, потока информации и документов. Стоит отметить, что управление процессом технологического подключения – это научно-техническая задача. Выражение процедуры присоединения к электрическим сетям в виде поэтапного бизнес-процесса и его автоматизация делается на стыке различных дисциплин, таких как теория автоматического управления, теория массового обслуживания, наука об энергоснабжении, информатика.

Практическая значимость настоящей работы заключается в моделировании бизнес-процесса с помощью создания диаграмм, графической модели в приложении ELMA BPM. Таким образом, на основании сформулированных определений, принципов создания и управления бизнес-процессом разработана методика проведения обследования энергосетевого предприятия с целью описания технологии техприсоединения и её последующей автоматизации.

#### Список литературы

- [1] Август-Вильгельм Шеер. Бизнес-процессы. Основные понятия. Теория. Методы. М.: Серебряные нити, 1999. – 287 с.
- [2] Клейнорк Л. Теория массового обслуживания / Пер. с англ. И.И. Грушко; Под ред. В.И. Неймана. – М.: Машиностроение, 1979. – 346 с.

# Анализ требований CIM-стандартов в части описания графической информации в SCADA/EMS системах

А.П. Казымов<sup>1</sup>, А.Ф. Прутик<sup>2</sup>

<sup>1</sup> ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», Томск, Россия

<sup>2</sup> ФГБОУ ВО «Московский государственный технический университет им. Н. Э. Баумана», Москва, Россия  
binndo@gmail.com

Интеграция и обеспечение информационного обмена (в том числе графической информацией) между EMS-приложениями от различных производителей, использующих собственные форматы, значительно затруднены в связи с необходимостью разработки программных конвертеров. Применение CommonInformationModel (CIM) обеспечивает представление и обмен данными между EMS-приложениями на предприятии, а также связь с внешними системами стандартизированным образом, который не зависит от поставщиков программных продуктов и технологий, использованных при их построении. Однако на данный момент стандарты CIM, касающиеся отображения энергетического оборудования на графических схемах и обмена графической информацией между различными EMS-приложениями, на территории РФ находятся на стадии внедрения, а единый российский стандарт в этой области отсутствует. В работе проанализированы возможности модели CIM по описанию графической информации на основе стандартов МЭК серий 61970, 61968 и Правил отображения технологической информации (ПОТИ), принятых в ОАО «СО ЕЭС» (СТО 59012820.27.010.003-2015). Установлена неполнота CIM для отображения графических схем в соответствии с ПОТИ, предложены возможные способы расширения канонической модели, позволяющие описывать элементы схем согласно требованиям «СО ЕЭС».

*Ключевые слова:* common information model, CIM, правила отображения технологической информации, конвертер, графический формат, МЭК 61970, МЭК 61968.

## Analysis of requirements CIM-standards description of graphical information in the SCADA / EMS systems

A.P. Kazymov<sup>1</sup>, A.F. Prutik<sup>2</sup>

<sup>1</sup> National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

<sup>2</sup> Bauman Moscow State Technical University, Moscow, Russian Federation  
binndo@gmail.com

Integration and exchange of information for software products, developing by different suppliers and using proprietary formats, hampered and leading to costs of converter software development. Common Information Model (CIM) provides a submission of data and data exchange between the elements of management systems in the enterprise, as well as communication with external systems in a standardized manner which is independent of software vendors and technologies used in their construction. However, at this time the CIM standards relating to displaying of power equipment in the graphic schemes and exchange graphics information between different EMS-applications in Russia at the implementation stage, and a Russian standard in this sphere is absent. Research analyzes capabilities of the CIM model in the description of graphic information based on standards IEC 61970, IEC 61968 and Mapping rules of technological information (MRTI) approved by PJSC "SO UPS" (OS 59012820.27.010.003-2015) incompleteness of CIM for displaying of graphic schemes according to MRTI. Possible ways to extend the canonical models to describe the elements of the schemes according to the requirements of "SO UPS" are suggested.

*Keywords:* Common Information Model, CIM, Mapping rules of technological information, converter, graphics file format, IEC 61970, IEC 61968.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

В диспетчерских центрах Системного оператора и на предприятиях отрасли используется большое количество программ и баз данных, разработанных различными компаниями. Эффективная эксплуатация данных программных средств требует организации автоматического обмена информацией между ними, реализуемого с помощью технологий интеграции. Однако, в связи с разнообразием форматов обмена данными, их интеграция существенно

затруднена и требует дополнительных затрат на разработку различных конвертеров. Большинство конвертеров требует индивидуального проектирования и разработки либо производителями программного обеспечения, либо собственными ИТ-службами предприятий. Одним из способов решения данной проблемы является внедрение Common Information Model (CIM) – общей информационной модели, представленной в стандартах МЭК серий 61970 и 61968. CIM модель создавалась (и продолжает развиваться) в качестве универсального языка описания

объектов энергосистемы, поэтому подходит для разнообразных энергетических задач и совместима с множеством программных комплексов. Она позволяет унифицировать обмен данными между системами внутри предприятия, а также обеспечить информационный обмен с внешними системами [1].

Рассматриваемые проблемы взаимодействия в полной мере относятся к задаче автоматизации обмена графическими схемами энергообъектов и энергетических систем между различными SCADA/EMS системами. В CIM существуют необходимые модельные структуры для описания электрических схем, но они не учитывают специфику российских энергокомпаний, в которых приняты собственные правила создания и отображения электрических схем в SCADA/EMS-системах [2].

В связи с вышеизложенными проблемами в настоящей работе анализируются особенности правил и стандартов, отвечающих за представление графической информации – Правила отображения технологической информации (ПОТИ) ОАО «СО ЕЭС» и МЭК 61970-453, а также предлагается использование CIM стандарта с учетом требований ПОТИ.

## II. ОСОБЕННОСТИ ТРЕБОВАНИЙ ПОТИ

Правила отображения технологической информации (ПОТИ), принятые в ОАО «СО ЕЭС» (СТО 59012820.27.010.003-2015), предъявляют ряд специфических требований к оформлению графических схем, регулируя следующие параметры [3]:

- внешний вид графических элементов;
- расположение элементов различных классов напряжения;
- расстояние между графическими блоками (например, трансформаторами, выключателями и т.д.);
- расположение наименований графических элементов;
- масштаб элементов;
- цветовые параметры элементов в зависимости от класса напряжения;
- внешний вид и цветовые параметры диспетчерских пометок;
- отображение измерений, кодов качества информации;
- размеры шрифтов наименований элементов;
- параметры звуковой и визуальной сигнализации.

ПОТИ выделяет три уровня отображения в зависимости от степени детализации графических схем:

- символьный;
- коммутационный;
- объектовый.

Символьный уровень представляет собой отображение энергообъектов или отдельных РУ на схеме энергосистемы в виде условных символьных шаблонов электрических станций, подстанций и соединяющих их ЛЭП. Электротехническое оборудование на символьном уровне не ото-

бражается, за исключением автотрансформаторов/трансформаторов, обеспечивающих связь между РУ разного класса напряжения.

Коммутационный уровень отображает энергообъект на схеме энергосистемы в виде упрощенной коммутационной схемы. Упрощение достигается путем отображения состояния последовательно расположенных коммутационных аппаратов, определяющих состояние оборудования, в виде одного условного эквивалентного коммутационного аппарата (коммутационной связи). При этом системы шин и основное электротехническое и генерирующее оборудование отображается без упрощения. Полные и краткие наименования коммутационных связей должны располагаться в отключаемом слое, при этом их отображение зависит от схемы электрических соединений расщеплений.

Объектовый уровень представляет собой максимально подробное отображение схем ЛЭП и энергообъектов, включая все необходимое оборудование для осуществления оперативно-диспетчерского управления и информацию о параметрах электроэнергетического режима, состоянии и характеристиках оборудования.

Отдельное внимание в ПОТИ уделяется списку возможных состояний (свойств) элементов, каждое из которых должно иметь собственное изображение на схеме. Примеры таких состояний приведены ниже:

- включен;
- отключен;
- промежуточное состояние;
- ошибка состояния;
- неизвестное состояние;
- изменение состояния;
- ненормальное состояние;
- отсоединен;
- заземлен;
- под напряжением;
- без напряжения.

## III. АНАЛИЗ ТРЕБОВАНИЙ СТАНДАРТА МЭК 61970-453

Основным стандартом в части описания графической информации является МЭК 61970-453, описывающий модель, позволяющую регламентировать положение графических элементов на электрических схемах [4].

Представленный в МЭК 61970-453 пакет DiagramLayout включает семь классов, имеющих необходимые связи с базовыми классами CIM и атрибуты для описания графических схем. Назначение каждого из них приведено ниже.

DiagramObject определяет объект, которому принадлежит одна или больше точек на выделенном пространстве. В качестве примера на рис. 1 приведена схема, включающая в себя объекты DiagramObject с присущими им DiagramObjectPoint [5].

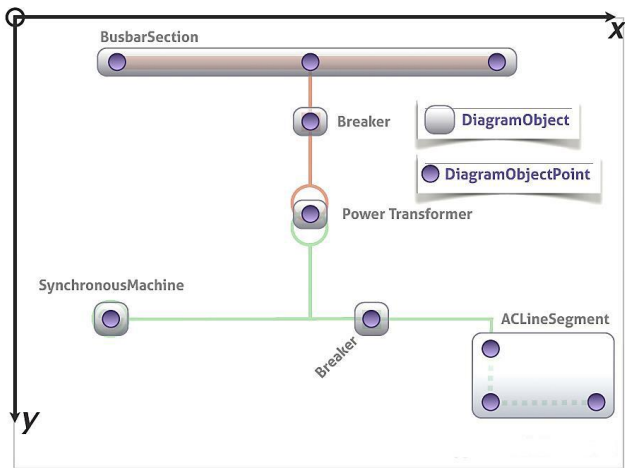


Рис. 1. Пример расположения DiagramObject и DiagramObjectPoint

Класс обладает следующими атрибутами:

- `drawingOrder` – порядок отрисовки элемента, необходимый для того, чтобы накладываются друг на друга элементы корректно отображались;
- `isPolygon` – определяет, могут ли точки составлять многоугольник или ломаную;
- `offsetX` – смещение по горизонтальной оси от центра элемента;
- `offsetY` – смещение по вертикальной оси от центра элемента;
- `rotation` – угол поворота по часовой стрелке от нормального положения.

`DiagramObjectPoint` определяет точку на выделенном пространстве с тремя координатами и ассоциацией с классом `DiagramObject`.

Класс обладает следующими атрибутами:

- `sequenceNumber` – последовательность, используемая для определения порядка точек в том случае, если объект является многоугольником или ломаной;
- `xPosition`, `yPosition`, `zPosition` - координаты точек по соответствующим осям.

`Diagram` служит для представления информации об элементах, которыми производится обмен

Класс обладает следующими атрибутами:

- `orientation` - определяет способ отсчета координат в Декартовой системе;
- `x1InitialView`, `x2InitialView`, `y1InitialView`, `y2InitialView` - исходные координаты диагонали многоугольника, определяющего границы отображаемой области для графической схемы.

`DiagramObjectStyle` определяет, как используя такие параметры, как толщина линий, форма элемента и его

цвет, превратить информацию об объекте в его графическое изображение. Следует учитывать, что для каждой системы такие параметры являются специфичными и не являются частью данного стандарта.

`TextDiagramObject` служит для размещения произвольного текста или текста, ассоциированного с соответствующим элементом схемы. Обладает единственным атрибутом `text`, отвечающим за отображение текста, определяемого этим классом.

`VisibilityLayer` используется для группировки объектов, исходя из их назначения и масштаба, отображая или наоборот скрывая часть информации или элементов. Например, прячет текст, когда он слишком мал для чтения или выходит за границы области. Включает атрибут `drawingOrder`, определяющий порядок отрисовки элементов.

`DiagramObjectGluePoints` применяется в том случае, когда две и более точки различных объектов должны быть «склеены» вместе на схеме. Подобная информация необходима в тех случаях, когда для множества точек с различными координатами необходимо, чтобы изменения одной точки отражались на остальных, связанных с ней.

#### IV. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТРЕБОВАНИЙ ПОТИ И ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПАКЕТА DIAGRAMLAYOUT

На основании анализа, приведенного в предыдущем разделе, видно, что пакет `DiagramLayout` отвечает только за структуру схем – расположение элементов, слои, не определяя при этом стилистику отображений графической информации (цветовые параметры, внешний вид иконок элементов и т.д.). При этом ПОТИ предъявляет ряд конкретных требований к указанным параметрам. Таким образом, возникает следующий ряд проблем:

- необходимость создания классов, содержащих данные о масштабах и стилях графических блоков;
- из-за множества возможных состояний элементов, зависящих от параметров схемы в конкретный момент времени, возникает потребность в разработке дополнительных классов, содержащих сведения о динамических параметрах состояний элементов;
- наличие широкого списка ограничений, касающегося расположения элементов на схемах, приводит к необходимости разработки способов и модели верификации, позволяющих провести проверку электрических схем на соответствие предъявляемым требованиям.

#### V. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РАСШИРЕНИЮ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ МОДЕЛИ

С целью решения указанных выше проблем предлагается расширение канонической модели `SIM.V` пакет `DiagramLayout` добавляются новые классы, позволяющие учесть требования ПОТИ к описанию графической информации. На рис. 2 приведена полученная в результате расширения диаграмма классов.



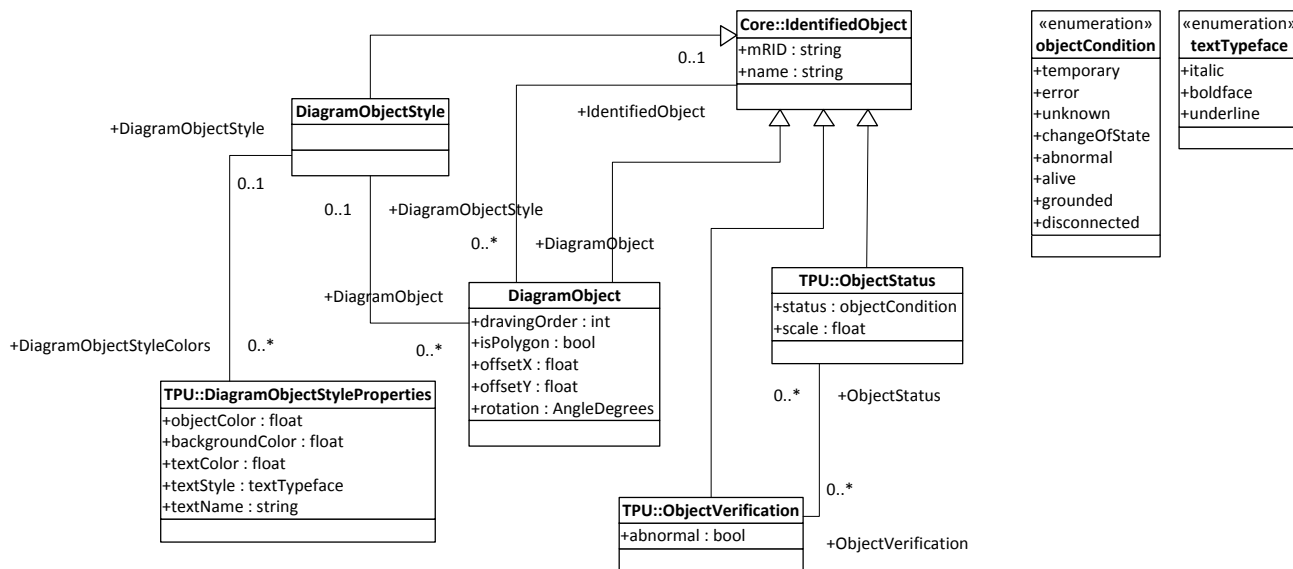


Рис. 2. Структура расширенной модели

Класс TPU::DiagramObjectStyleProperties отвечает за стилистические параметры элементов и обладает перечисленными ниже атрибутами:

- objectColor – определяет цветовую схему графических элементов;
- backgroundColor – определяет параметры фона (например, фон, на котором расположена текстовая информация);
- textColor – определяет цветовую схему текста;
- textStyle – определяет стиль начертания текста;
- textName – определяет шрифт текста.

Класс TPU::ObjectStatus служит для описания возможных состояний элементов, а также для отображения графической информации с учетом масштаба. Определение состояния элемента происходит с помощью атрибута status перечисляемого типа objectCondition. Данный тип состоит из значений, соответствующих вышеперечисленным состояниям элементов. Класс TPU::ObjectVerification служит для проверки элементов на соответствие ограничениям ПОТИ (например, определены ли шины на схемах энергообъектов горизонтально).

## VI. ВЫВОДЫ

Сравнительный анализ ПОТИ и стандарта МЭК 61970-453 в части формата графики показал, что пакет CIM DiagramLayout не содержит требуемых структур данных

(классов, атрибутов) для передачи графической информации и ее отображения в программных комплексах с учетом ПОТИ. Результаты анализа и предложенное в данной статье расширение CIM закладывают основу для последующей работы по развитию стандарта МЭК 61970-453 с целью его использования при взаимодействии графической информацией между программными комплексами, установленными в российских энергетических компаниях. В рамках дальнейшей работы запланировано создание программного конвертера из существующих форматов представления графической информации в формат, отвечающий требованиям международных стандартов и требованиям ОАО СО «ЕЭС».

## Список литературы

- [1] Макоклюев Б.И., Полижаров А.С., Литвинов П.В. Современные подходы к построению информационных моделей в электроэнергетике. Проблемы создания Единой системы классификации и кодирования информации // Энергорынок. - 2009. - №2. – С. 59-64.
- [2] Dr. Alan W. McMorran. An Introduction to IEC 61970-301 & 61968-11: The Common Information Model. Institute for Energy and Environment Department of Electronic and Electrical Engineering University of Strathclyde Glasgow, UK, 2007 – 42 с.
- [3] Стандарт ОАО «СО ЕЭС» «Правила отображения технологической информации» СТО 59012820.27.010.003-2015 от 13 апреля 2015 года. – 125 с.
- [4] Final draft international standard «Energy management system application program interface (EMS-API) – Part 453: Diagram Layout profile», 2013 – 28 с.
- [5] Dr Alan W. McMorran. CIM Diagram Layout // Open Grid Systems, 2014 – 35 с.

# Обработка рефлектограмм зондирования воздушных линий электропередачи

В.А. Касимов, Р.Г. Минуллин

ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»  
Казань, Россия  
VasilKasimov@yandex.ru

Описываются методики цифровой обработки и частотно-временного анализа сигналов локационного зондирования воздушных линий электропередачи, которые применяются для обработки рефлектограмм при локационной диагностике состояния воздушных линий электропередачи с целью обнаружения повреждений и гололедных отложений.

*Ключевые слова:* воздушные линии электропередачи, зондирование, рефлектограмма, цифровая обработка, обнаружение повреждений, обнаружение гололедных отложений.

## Overhead power transmission lines reflectograms processing

Vasil Kasimov, Renat Minullin

Kazan State Power Engineering University  
Kazan, Russian Federation  
VasilKasimov@yandex.ru

Discussed the methods for digital processing and analysis of location probing signals, which are used for processing reflectograms during location diagnostics of overhead power lines in order to detect damage and ice deposits.

*Keywords:* overhead power lines, probing, reflectogram, digital processing, detect damages and ice deposits.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Гололедообразование на проводах воздушных линий электропередачи (ЛЭП) может приводить к крупным авариям. Для предотвращения подобных аварий необходимо вести мониторинг гололедообразования и по его показаниям производить упреждающие плавки гололедных отложений на проводах. Для этого может быть применен метод локационного зондирования ЛЭП [1]. Кроме того, этот метод обеспечивает обнаружение обрывов и коротких замыканий проводов ЛЭП [2].

При локационной диагностике воздушной линии электропередачи информация о ее состоянии содержится в рефлектограмме – отклике на зондирующий сигнал. Повреждения или гололедные отложения вызывают определенные искажения рефлектограмм. Поэтому важной задачей является обработка рефлектограмм для получения информации об этих искажениях, по которым можно определить тип повреждения и размеры гололедных отложений.

В условиях гололедообразования на проводах воздушных линий электропередачи величина изменения затухания и запаздывания (скорости) отраженных локационных сигналов сильно зависят от их частоты [3] в рабочем частотном диапазоне (16-1000 кГц). В связи с тем, что локационный видеоимпульс является широкополосным, такие изменения по мере увеличения толщины стенки гололед-

ных отложений приводят к изменениям формы и распределения мощности спектральных составляющих отраженного импульса. В этом случае для определения толщины стенки гололедных отложений на проводах могут использоваться узкополосные составляющие широкополосного отраженного локационного сигнала.

Особенностью обработки рефлектограмм как при контроле гололедообразования, так и при обнаружении повреждений является то, что локационное устройство, как правило, работает параллельно с аппаратурой технологической связи по линиям электропередачи. Сигналы этой аппаратуры являются помехами для сигналов локационного зондирования (рис. 1) [4].

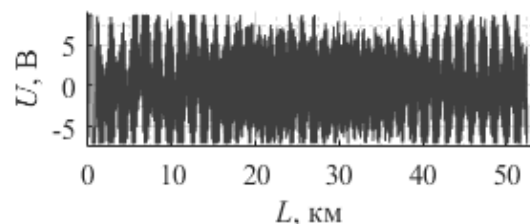


Рис. 1. Рефлектограмма ЛЭП «Кутлу Букаш–Рыбная Слобода» с модулированными гармоническими сигналами-помехами от высокочастотной аппаратуры

Следует отметить, что при локационном зондировании расстояние до места отражения определяется временем и скоростью распространения сигнала. И для удобства рас-

познавания рефлектограмм здесь и далее вместо временной шкалы используется шкала расстояний. Скорость распространения сигналов может меняться при образовании гололедных отложений, однако для построения рефлектограмм, скорость принимается равной скорости света, так как в дальнейшем при их обработке используется параметр *запаздывание*.

При обнаружении с помощью спектрального анализа и последующем подавлении гармоник узкополосных помех необходимо учитывать эффект «растекания» их спектров, в связи с чем для полного подавления мощных помех ширина полосы заграждения цифровых фильтров может достигать сотен кГц, что значительно превосходит ширину спектра этих узкополосных помех (4-24кГц). Для уменьшения подобного «растекания» могут использоваться весовые (оконные) функции.

В связи с вышесказанным при обработке рефлектограмм локационного зондирования воздушных линий возникают следующие задачи:

- обнаружение узкополосных помех;
- подавление узкополосных помех;
- анализ широкополосных отраженных локационных сигналов, выбор диапазона частот для выделения его составляющих;
- выделение узкополосных составляющих широкополосных отраженных локационных сигналов, как носителей искомой информации при гололедообразовании.

## II. ОБНАРУЖЕНИЕ УЗКОПОЛОСНЫХ ПОМЕХ

При спектральном анализе ограничение сигнала во времени эквивалентно произведению конечного прямоугольного окна и бесконечного сигнала, и, согласно теореме о свертке, получаемый спектр является сверткой спектра бесконечного сигнала и спектра прямоугольного окна. Спектр прямоугольного окна описывается функцией sinc, с уровнем боковых лепестков примерно -13 дБ, что и вызывает «растекание» спектра сигналов при свертке.

Особенно ярко выражено «растекание» для мощных узкополосных сигналов, каковыми являются помехи от аппаратуры технологической связи в описываемом случае. За счет применения оконного сглаживания происходит уменьшение этого эффекта, что обеспечивает частотную локализацию присутствующих в сигнале помех; и позволяет обнаруживать менее мощные узкополосные помехи.

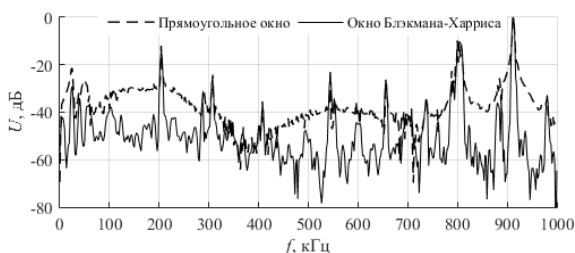


Рис. 2. Нормированные спектры рефлектограммы ЛЭП «Кутлу Букаш–Рыбная Слобода» с оконным сглаживанием окнами Блэкмана-Харриса и прямоугольным (эквивалентно спектру без сглаживания)

Пример сглаживания спектра рефлектограммы воздушной линии «КутлуБукаш–Рыбная Слобода» окном Блэкмана-Харриса приведен на рис. 2, где наглядно продемонстрировано уменьшение «растекания» спектров помех от высокочастотной аппаратуры в областях частот около 200, 540, 800 и 900кГц за счет использования сглаживания спектра. Сглаживание позволило обнаружить менее мощные сигналы на частотах 100, 500, 600, 750 и 880 кГц (рис. 2), но сглаженный спектр получается сильно «изрезанным».

Менее «изрезанная» частотная характеристика может быть получена методами MUSIC (MUltiple Signal Classification) или EV (Eigen Vectors, метод собственных векторов) [5]. Данные методы специализируются на определении частот и оценке уровней синусоидальных сигналов, а не на определении спектра как такового, в связи с этим получаемые с их помощью частотные зависимости называются псевдоспектрами.

Для примера на рис. 3 представлены нормированные сглаженный спектр рефлектограммы и псевдоспектры, полученные методами EV и MUSIC (их графики полностью совпали). Эти методы дают схожие результаты и обеспечивают сравнимое со сглаженным спектром обнаружение близкорасположенных разноуровневых (по мощности) узкополосных помех (рис. 3).

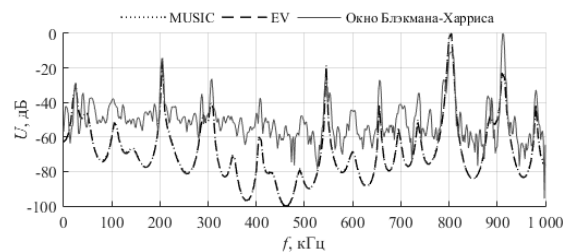


Рис. 3. Нормированные спектр со сглаживанием окном Блэкмана-Харриса и псевдоспектры, полученные методами EV и MUSIC, рефлектограммы ЛЭП «Кутлу Букаш–Рыбная Слобода»

На рис. 1, а представлена исходная рефлектограмма, заполненная модулированными гармоническими сигналами-помехами от высокочастотной аппаратуры с амплитудой порядка 6-7 В. На рис. 2 и 3 представлены спектральные характеристики этой рефлектограммы, по которым обнаружены гармонические помехи. На псевдоспектре кроме помех от высокочастотной аппаратуры, обслуживающей данную линию и работающей в области частот от 750 до 950 кГц, надежно обнаруживаются и наведенные с других воздушных линий электропередачи помехи.

## III. ПОДАВЛЕНИЕ УЗКОПОЛОСНЫХ ПОМЕХ

После определения частотного расположения и оценки уровней гармонических помех, необходимо осуществить подавление обнаруженных помех.

Для подавления помех также используется аппарат весовых функций. С их помощью осуществляется сглаживание импульсной характеристики фильтра. Синтез фильтров с использованием окон производится обратным преобразованием Фурье заданной амплитудно-частотной характеристики (АЧХ) фильтра, затем получаемая импульсная характеристика симметрично ограничивается оконной функцией до размера равного порядку фильтра  $N + 1$ . Фильтрация сигналов производится с помощью линейной

свертки импульсной характеристики фильтра с отсчетами сигнала.

Оконное сглаживание импульсной характеристики снижает уровень боковых лепестков АЧХ фильтра, уменьшает неравномерность в полосе пропускания и увеличивает затухание в полосе заграждения, но вызывает расширение переходной полосы АЧХ фильтра.

На рис. 4 представлена исходная рефлектограмма (рис. 1) после фильтрации со «сглаживанием» окном с плоской вершиной.

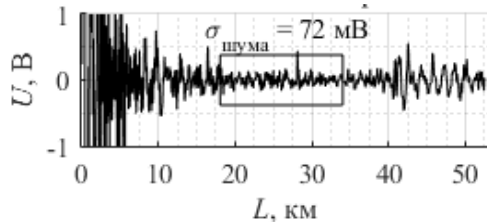


Рис. 4. Рефлектограмма ЛЭП «Кутлу Букаш–Рыбная Слобода» после фильтрации со сглаживанием окном с плоской вершиной

Окно с плоской вершиной обеспечивает наименьшие пульсации в полосе пропускания фильтра. Использование фильтров с конечной импульсной характеристикой (КИХ) с большим затуханием боковых лепестков в полосе заграждения и, как правило, большими пульсациями не приводит к уменьшению уровня шума (таблица), и для окна с плоской вершиной наблюдается наименьший уровень шума, т.е. наилучшее подавление помех.

УРОВЕНЬ БОКОВЫХ ЛЕПЕСТКОВ И СРЕДНЕКВАДРАТИЧЕСКОЕ ОТКЛОНЕНИЕ ШУМА ПОСЛЕ ФИЛЬТРАЦИИ РЕФЛЕКТОГРАММЫ

Тип окна	Уровень боковых лепестков <sup>1</sup> , дБ	Среднеквадратическое отклонение шума $\sigma$ , мВ
Прямоугольное	-21,1	152
Хемминга	-53,8	90,4
Блэкмана	-75,3	79,6
С плоской вершиной	-90,7	72
Наттолла	-113,9	76

С помощью фильтра со сглаживанием окном с плоской вершиной достигается подавление помех лучше по сравнению со случаем использования фильтрации без оконного сглаживания: среднеквадратические отклонения шумов (во временной области не содержащей отраженный сигнал, отмеченной прямоугольником) отличаются примерно в 2 раза (72 мВ для окна с плоской вершиной и 152 мВ без оконного сглаживания).

Применение КИХ фильтров и фильтров с бесконечной импульсной характеристикой (БИХ) возможно как на программном, так и на аппаратном уровнях. БИХ фильтры обычно имеют меньший порядок, однако необходимость компенсации нелинейности фазочастотной характеристики БИХ фильтров усложняет их аппаратную реализацию.

После подавления гармонических помех обработка рефлектограмм разделяется на параллельные этапы. Один из них обеспечивает последующую обработку для контроля гололедообразования, о чем пойдет речь далее, а другой этап позволяет обнаруживать повреждения на ЛЭП.

#### IV. АНАЛИЗ ОТРАЖЕННЫХ ЛОКАЦИОННЫХ СИГНАЛОВ

После подавления помех необходимо проанализировать отраженный локационный сигнал для выбора частотного и временного диапазона его обработки, т.е. необходимо определить частотно-временное распределение мощности отраженного локационного сигнала.

Для определения временного распределения мощности может использоваться амплитудная огибающая сигнала на базе преобразования Гильберта.

На рис. 5 представлены графики исходного сигнала, его квадратурного дополнения и амплитудной огибающей отраженного сигнала. По графику амплитудной огибающей определяется временной интервал, в котором сосредоточена основная мощность отраженного локационного сигнала. Для данного примера (рис. 5) этот диапазон находится в пределах от 40 до 43 км. Этот пример достаточно тривиален, однако для выделенных в узкой полосе частот и/или более зашумленных сигналов график амплитудной огибающей дает дополнительную информацию.

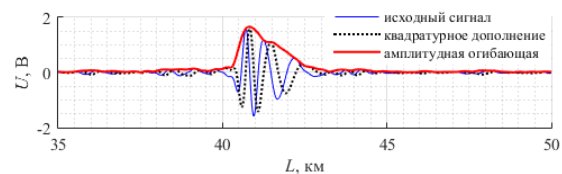


Рис. 5. Отраженный локационный сигнал, его квадратурное дополнение и его амплитудная огибающая на участке рефлектограммы ЛЭП «Кутлу Букаш–Рыбная Слобода»

Частотное распределение отраженного локационного сигнала может быть определено по спектру отраженного сигнала во временном диапазоне, содержащем этот сигнал. При определении спектра отраженного импульса, следует помнить о воздействии оконных функций на сигнал во временной области: при оконном сглаживании отсчеты в начале и конце сигнала подавляются, что практически не влияет на гармонические сигналы, однако при определении спектра отраженного локационного импульса сглаживание будет вызывать подавление составляющих, содержащихся в начале и в конце импульса. В связи с этим при определении частотного распределения мощности отраженного локационного импульса не следует использовать сглаживание его спектра.

На рис. 6 представлены спектры отраженного локационного сигнала (в диапазонах 40–43 и 37–46 км) и теоретический спектр прямоугольного импульса длительностью 2 мкс.

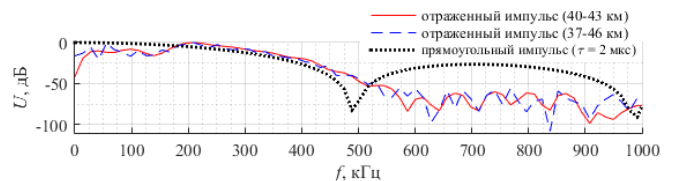


Рис. 6. Нормированные спектры отраженного локационного сигнала (временные диапазоны 40–43 и 37–46 км, сплошная и штриховая кривые соответственно) и спектр прямоугольного импульса (длительностью  $\tau=2$  мкс, пунктирная кривая)

От выбора временного диапазона, содержащего отраженный сигнал, несколько зависит его спектр (рис. 6). Кроме того, высокочастотные составляющие в тракте за-

<sup>1</sup>Примечание: в связи с тем, что уровень боковых лепестков зависит от порядка фильтра и частоты среза, в таблице приведены частные значения, характеризующие окна и полученные для фильтра низкой частоты 256-го порядка с частотой среза 1/8 от частоты дискретизации [5].

тухают сильнее, чем обусловлено расхождение спектров теоретического прямоугольного и отраженного импульсов. Расхождения в области частот до 50 кГц также обусловлены амплитудно-частотной характеристикой высокочастотного тракта.

С помощью амплитудной огибающей и спектра отраженного локационного сигнала определяются временное и частотное распределения соответственно. Для определения распределения мощности сигнала совместно во времени и по частоте используется аппарат частотно-временных преобразований сигналов [3, 5], обеспечивающий построение спектрограмм.

По результатам анализа частотно-временного распределения мощности отраженного локационного сигнала выбирается диапазон выделения его узкополосных составляющих.

#### V. ВЫДЕЛЕНИЕ СОСТАВЛЯЮЩИХ ОТРАЖЕННЫХ ЛОКАЦИОННЫХ СИГНАЛОВ

При выделении полезного отраженного локационного сигнала требования, предъявляемые к фильтру, несколько изменяются по сравнению с фильтрами для подавления гармонических помех. Пульсации в полосе пропускания фильтра и резкое сужение спектра сигнала узкими переходными полосами фильтра вызывают «растекание» сигнала во временной области, поэтому для выделения сигналов в узкой полосе частот используются фильтры, имеющие плавную амплитудно-частотную характеристику, например, цифровой аналог колебательного контура.

Для примера на рис. 7 представлены результаты выделения отраженного сигнала в полосе частот 120-140 кГц различными фильтрами. За счет более плавного изменения затухания фильтра-резонатора достигается наименьшее «растекание» отраженного локационного сигнала во временной области (рис. 7).

Для контроля гололедообразования после выделения узкополосных составляющих широкополосных отраженных локационных сигналов производится определение их затухания и запаздывания относительно эталонного сигнала, измеренного при отсутствии гололедных отложений.

Получаемые при этом значения затухания и запаздывания сигналов характеризуют гололедные отложения, образовавшиеся на проводах воздушных линий электропередачи, и используются для определения размеров этих отложений [3].

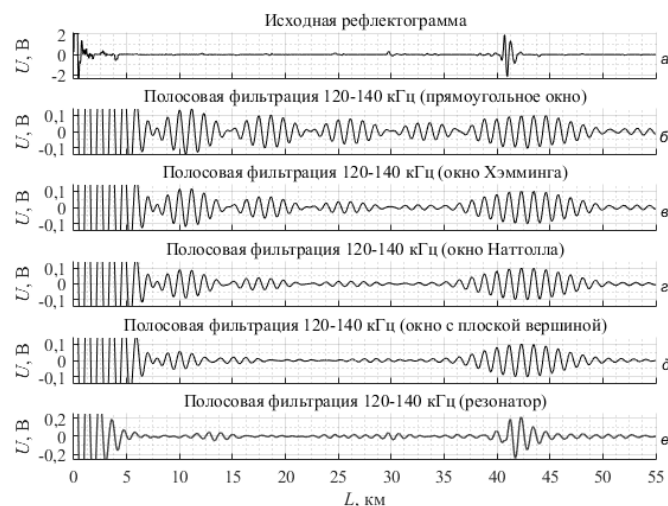


Рис. 7. Выделение составляющих отраженного локационного сигнала в диапазоне частот 120-140 кГц различными фильтрами на рефлектограмме ЛЭП «Кутлу Букаш–Рыбная Слобода»

*Исследования осуществлены при поддержке ОАО «Сетевая Компания» и Совета по грантам Президента РФ (стипендия № СП-2078.2015.1).*

#### Список литературы

- [1] Минуллин Р.Г. и др. Обнаружение гололедных образований на линиях электропередачи локационным зондированием. Казань: КГЭУ, 2010. 208 с.
- [2] Минуллин Р.Г. Методы и аппаратура определения мест повреждений в электросетях. Казань: ИЦ «Энергопрогресс», 2002. 152 с.
- [3] Касимов В.А. «Многоканальный локационный метод контроля гололедообразования на проводах воздушных линий электропередачи»: дис. ... канд. техн. наук: 05.11.13. Казан. гос. энерг. университет, Казань, 2015, 176 с.
- [4] Минуллин Р.Г., Абдуллазянов Э.Ю., Касимов В.А., Филимонова Т.К., Яруллин М.Р. Предельная чувствительность локационного зондирования линий электропередачи при обнаружении гололедных отложений. // Электротехника. – 2016. – №6. – С. 9-16.
- [5] Сергиенко А.Б. Цифровая обработка сигналов: Учебник для вузов. - 2-е издание. — СПб.: Питер, 2006. — 751 с.

# Устройство для измерения напряжения в высоковольтных цепях с емкостным источником питания

Е.Р. Киржацких, В.К. Козлов  
ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»  
Казань, Россия  
Ukanceva1991@mail.ru

**Состояние вопроса:** Использование датчиков для измерения напряжения на высоковольтных воздушных линиях позволяет непрерывно контролировать состояние линии в режиме реального времени. Данное измерение невозможно без создания системы питания.

**Малая часть электрической энергии, передаваемая по проводам линий электропередачи может быть использована для энергопитания таких датчиков. Существует три основные возможности для отбора электроэнергии: использование трансформатора тока, трансформатора напряжения и емкостного источника питания. В настоящее время актуальным является уточнение наиболее надежного и электробезопасного источника питания.**

**Материалы и методы:** Исследование наведения напряжения на соседние фазы проведено в лаборатории «Высоковольтного оборудования» ФГБОУ ВПО «КГЭУ». Вычислительные эксперименты по зависимости тока утечки, напряжения и мощности от длины дополнительно введенного проводника и диэлектрической проницаемости среды выполнены в Excel.

**Результаты:** Получены графики по зависимости тока утечки, напряжения и мощности от длины дополнительно введенного проводника и диэлектрической проницаемости среды.

**Выводы:** Исследуемый источник питания может быть применен при разработке новых датчиков для измерения различных параметров для уменьшения габаритов, экономии средств и обеспечении надежности и электробезопасности.

**Ключевые слова:** емкостной источник питания, надежный и малогабаритный источник питания, датчики высоковольтных линий электропередач.

## The voltage measuring device in high-voltage circuits based on a capacitive power supply

Elena Kirzhatskih, Vladimir Kozlov  
Kazan State Power Engineering University  
Kazan, Russian Federation  
Ukanceva1991@mail.ru

**Background:** Using sensors for measuring voltage of high voltage overhead transmissionlines allows us continuously in real time to monitor the line status. This measurement is not possible without creating a power supply system.

**A small portion of electrical energy transmitted by wire power lines can be used as the sensors' power supply. There are three main possibilities to get power from lines: using current transformers, voltage transformers and capacitive power supply. Currently, topical issue is to specify the most reliable and safe electrical power supply.**

**Materials and Methods:** The research of the induced voltage on the neighboring phase was carried out in the laboratory of "High-voltage equipment" VPO "KSPEU." Numerical experiments on finding the dependence of leakage current, voltage and power from the length of additionally introduced conductor and the dielectric constant of the medium were performed in Excel.

**Results:** Graphs on the dependence of leakage current, voltage and power from the length of additionally introduced conductor and the dielectric medium permittivity were obtained.

**Conclusions:** The power supply being studied can be applied in developing new sensors measuring various parameters to reduce size, cost savings and ensure reliability and electrical safety.

**Keywords:** capacitive power source, reliable and compact power supply, high-voltage lines sensors.

## I. ВВЕДЕНИЕ

Проблема надежного электроснабжения потребителей не теряет своей актуальности на протяжении многих десятилетий. Вопросы диагностики отдаленных энергетических объектов и воздушных линий электропередачи (ВЛЭП) сложной структуры часто вызывают трудности у организаций, которые занимаются их эксплуатацией и обслуживанием. Более половины всех перерывов в энергоснабжении обусловлено проблемами ВЛЭП. Значительная часть причин выхода ЛЭП из работы являются форс-мажорными, и не могут быть предупреждены средствами оперативной диагностики. Это различные атмосферные воздействия, геологические и природные особенности трассы ЛЭП, влияние аномальных режимов работы линии. В то же время более половины всех случаев выхода ЛЭП из эксплуатации могут быть переведены из категории непредсказуемых в категорию предсказуемых, если для контроля состояния линий использовать системы мониторинга и непрерывно контролировать состояние линии в режиме реального времени. На сегодняшний день контролируют ток, напряжение, скорость и направление ветра, температуру провода, атмосферное давление, положение провода и т.д.

«...Стратегическими целями развития электроэнергетики до 2030 года являются:

- надежное энергоснабжение экономики и населения страны электроэнергией;
- сохранение целостности и развитие единой энергетической системы страны, ее интеграция с другими энергообъединениями на Евразийском континенте;
- повышение эффективности функционирования и обеспечение устойчивого развития электроэнергетики на базе новых современных технологий;
- снижение вредного воздействия на окружающую среду.

С учетом прогнозируемых объемов спроса на электроэнергию при благоприятном и оптимистическом варианте развития суммарное производство электроэнергии может возрасти по сравнению с 2000 годом более чем в 1,6 раз к 2020 году (до 1365 млрд. кВт ч)...» [1].

Обеспечение такого уровня электропотребления требует надежной целостной работы единой энергетической системы страны в режиме реального времени.

Различия между системами мониторинга ВЛЭП чаще всего заключается в способе установки первичных датчиков, контролирующих параметры технического состояния линии.

- Системы мониторинга, датчики которых монтируются «на земле», и подключаются к контролируемым линиям при помощи различных согласующих устройств, чаще всего конденсаторов связи. Это подключение чаще всего является наибольшей проблемой, так как требует высоковольтной развязки.
- Системы мониторинга воздушных ЛЭП, датчики которых, монтируются непосредственно на проводах линии. В этом случае проблемы подключения датчика к линии полностью снимаются, но возник-

ают проблемы обеспечения бесперебойного питания электронной части датчика [2].

Возникает вопрос, какой источник питания надежнее в работе и электробезопаснее как для окружающих людей, так и для электрооборудования?

## II. СУЩЕСТВУЮЩИЕ ИСТОЧНИКИ ПИТАНИЯ ДЛЯ УСТРОЙСТВ ИЗМЕРЕНИЯ

Существует огромное множество источников питания, рассмотрим некоторые из них:

- трансформатор тока;
- емкостной источник питания с заземленной обкладкой конденсатора;
- емкостной источник питания.

### A. Источник питания от трансформатора тока

Трансформатор тока (ТТ) предназначен для преобразования тока первичной сети во вторичный, имеющий стандартный уровень 1 или 5 А, используемый в качестве сигнала в системах измерения, учета и релейной защиты.

Источник питания на основе ТТ обладает существенным недостатком: при токах меньших, чем минимальный, этот источник питания не обеспечивает необходимой мощности для работы устройств измерения.

Это означает, что измерительное устройство оказывается неработоспособным в диапазоне токов от 0 до минимального тока, измеряемого в заданном классе точности. Кроме того, для работы источника питания от ТТ во всем диапазоне измеряемых токов, протекающих по токопроводу измерительного устройства, необходимо использование дорогостоящих магнитных материалов, подвергаемых сложной и дорогой технологической обработке.

### B. Емкостной источник питания с заземленной обкладкой конденсатора

Существуют устройства электропитания, мощность которых слабо зависит от величины тока, протекающего по ЛЭП, а в основном зависит от величины напряжения на линии. Эти устройства могут использоваться для питания устройств измерения во всем диапазоне измеряемых токов, начиная с нуля ампер.

Принцип действия емкостного делителя напряжения приведено на рис. 1.

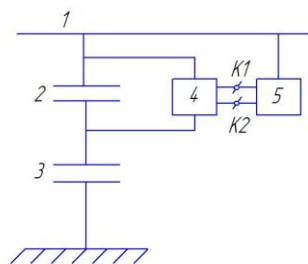


Рис. 1. Емкостной источник питания с заземленной обкладкой конденсатора

На рис. 1. цифрами обозначены: 1 – питающая шина (ВЛЭП); 2 – конденсатор отбора мощности; 3 – конденсатор связи; 4 – электромагнитное устройство с клеммами K1 и K2 для подсоединения нагрузки; 5 – нагрузка.

Конденсаторы отбора мощности 2 и связи 3 соединены одними обкладками последовательно, а другими - с токопроводом 1 и землей соответственно [3].

Перечисленные признаки обеспечивают надежную систему электропитания во всем диапазоне измеряемых токов от нуля ампер. Это достигается за счет того, что стабильное напряжение на электромагнитном устройстве и, как следствие, на выходных клеммах источника питания появляется одновременно с появлением номинального напряжения на линии электропередач при делении этого напряжения между конденсаторами емкостного делителя обратно пропорционально емкостям конденсаторов вне зависимости от величины тока нагрузки.

Однако заземление одной обкладки конденсатора связи известного устройства снижает надежность его работы из-за возможности пробоя конденсатора связи, так как он находится под высокой разностью потенциалов. Кроме этого, указанное заземление увеличивает габариты измерительного устройства, в состав которого входит известный емкостной источник питания.

### С. Емкостной источник питания

В предлагаемом емкостном источнике питания конденсатор связи представляет собой воздушный промежуток между проводом и землей, что исключает вероятность пробоя конденсатора связи, так как система емкостного источника питания замкнута через атмосферу, и снижает габариты измерительного устройства, содержащего емкостной источник питания (рис. 2).

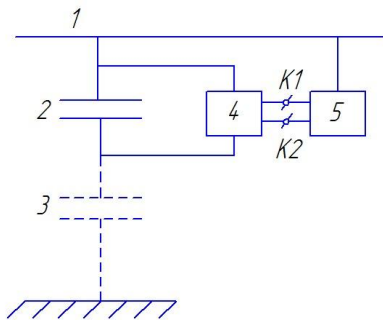


Рис. 2. Емкостной источник питания

На рис. 2. цифрами обозначены: 1 – питающая шина (ВЛЭП); 2 – конденсатор отбора мощности; 3 – конденсатор связи; 4 – электромагнитное устройство; 5 – нагрузка [4].

Таким образом, использование данной модели позволит повысить надежность работы емкостного источника питания и снизить габариты находящихся под высоким потенциалом измерительных устройств различных параметров воздушных линий электропередачи электрического тока (например, датчиков тока, напряжения или температуры).

### III. РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ЛИНИИ 110 кВ

Рассмотрим высоковольтную линию электропередачи напряжением 110кВ, выполненную маркой провода АС 150/24, расстояние от земли до фаз примем равными  $h_a = h_c = 15$  (м),  $h_b = 18$  (м), радиус проводов примем

$r_{np} = 0,00855$  (м), среднегеометрическое расстояние между фазами примем  $D_{cp} = 5$  (м) [5].

Для нахождения тока утечки между токопроводом и дополнительно введенным проводником D необходимо посчитать общую емкость.

Емкостями между фазами и землей можно пренебречь в связи с малым значением относительно емкостей между фазами (рис. 3).

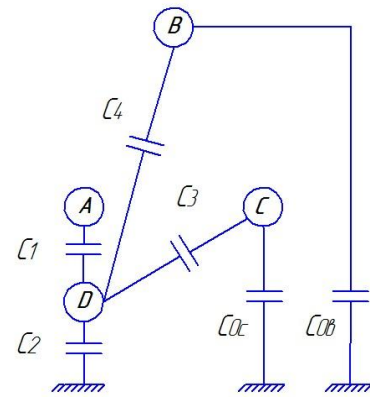


Рис. 3. Схема замещения линии 110кВ и дополнительно введенного проводника

Рассчитаем емкость между фазами и дополнительно введенным проводником (емкость двухпроводной линии) при условии что расстояние между фазой А и D  $d = 0,002$  (м),  $\epsilon = 1$  (воздух):

$$C = \frac{\epsilon_0 \cdot \epsilon \cdot S}{d}, \quad (1)$$

где  $\epsilon_0$  - абсолютная диэлектрическая проницаемость;  $\epsilon$  - диэлектрическая проницаемость среды, заполняющая пространство между проводами (пластинами);  $S$  - площадь проводников (пластин);  $d$  - расстояние между параллельными проводниками (пластинами);

$$C_1 = \frac{8,85 \cdot 1 \cdot 0,00855 \cdot 2 \cdot 1}{0,002} = 75,67 \left( n \frac{\Phi}{m} \right), \quad (2)$$

$$C_2 = \frac{8,85 \cdot 1 \cdot 0,00855 \cdot 2 \cdot 1}{15} = 0,01 \left( n \frac{\Phi}{m} \right). \quad (3)$$

Емкость двухпроводной линии, в случае тонких проводов, вычисляется по формуле:

$$C = \frac{\pi \cdot \epsilon_0 \cdot \epsilon}{\ln \frac{2H}{r}}, \quad (4)$$

где  $2H$  - расстояние между центрами проводов,  $r$  - радиус провода.

Рассчитаем емкость между фазами С, В и дополнительно введенным проводником соответственно:

$$C_3 = \frac{3,14 \cdot 8,85 \cdot 1}{\ln \frac{6,2}{0,00855}} = 4,22 \left( n \frac{\Phi}{m} \right), \quad (5)$$



$$C_4 = \frac{3,14 \cdot 8,85 \cdot 1}{\ln \frac{6,001}{0,00855}} = 4,24 \left( n \frac{\Phi}{M} \right). \quad (6)$$

Рассчитаем полную емкость между фазами А, В, С и дополнительно введенным проводником D (параллельное соединение):

$$C_{общ} = C_1 + C_3 + C_4 = 84,13 \left( n \frac{\Phi}{M} \right). \quad (7)$$

Рассчитаем емкостную проводимость линии по формуле:

$$b_0 = \omega \cdot C_{общ}, \quad (8)$$

где  $\omega$  - угловая частота переменного тока;  $C_{общ}$  - рабочая емкость линии;

$$b_0 = 314 \cdot 84,13 = 26,42 \left( n \frac{C_M}{M} \right). \quad (9)$$

Рассчитаем емкостной ток утечки по формуле:

$$I_c = \frac{U \cdot b_0}{\sqrt{3}}, \quad (10)$$

где  $U$  - линейное напряжение линии;  $b_0$  - емкостная проводимость линии;

$$I_c = \frac{110 \cdot 26,42}{\sqrt{3}} = 1,6 \left( M \frac{A}{M} \right). \quad (11)$$

Рассчитаем напряжение между фазами А и D, D и землей по формуле последовательного соединения:

$$C_{12} = \frac{C_1 \cdot C_2}{C_1 + C_2} = 0,0099 \left( n \frac{\Phi}{M} \right). \quad (12)$$

Напряжение на емкости распределится следующим образом:

$$U_{c1} = \frac{U_{\phi} \cdot C_{сум}}{\sqrt{3} \cdot C_1}, \quad (13)$$

где  $U_{\phi}$  - фазное напряжение линии;

$$U_{c1} = \frac{110 \cdot 0,0099}{\sqrt{3} \cdot 75,67} = 8,3(B), \quad (14)$$

$$U_{c1} = \frac{110 \cdot 0,0099}{\sqrt{3} \cdot 0,01} = 62873,44(B), \quad (15)$$

$$P = U_{c1} \cdot I_c = 5 \cdot 0,0016 = 0,008(Bm). \quad (16)$$

Получим зависимость тока утечки от длины дополнительно введенного проводника и диэлектрической проницаемости среды, заполняющая пространство между проводниками при напряжении 110 кВ.

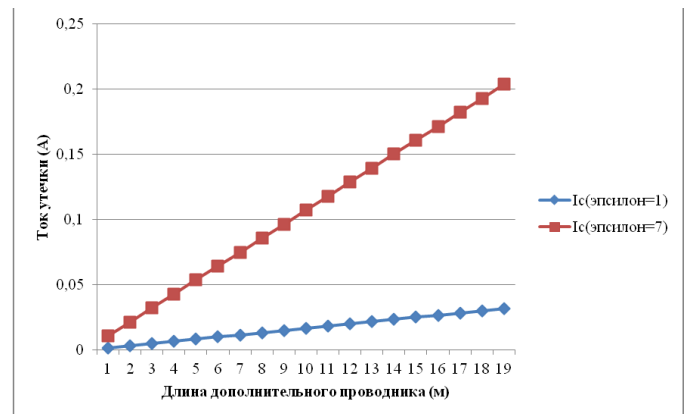


Рис. 4. Зависимость тока утечки от длины дополнительно введенного проводника и диэлектрической проницаемости среды

### Список литературы

- [1] <http://www.rg.ru/2003/10/07/energetika.html>.
- [2] [http://rusov.com/downloads/rusov\\_air\\_2013.pdf](http://rusov.com/downloads/rusov_air_2013.pdf).
- [3] Патент № 2381585 «Емкостной источник питания», МПК H01F27/42, G01R15/04, 10.02.2014 Арсон А.Г., Остапенко Е.И., Чурсинов А.М.
- [4] Патент №152618 «Емкостной источник питания», МПК H01F27/00, 10.06.2015 Козлов В.К., Уканеева Е.Р.
- [5] Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей; издание 2-е. перераб. И доп. - М.:ЭНАС, 2007. - 352 с.: ил.

# Сравнение методов экспресс-анализа низкочастотных колебаний в энергосистемах на основе данных измерений

П.Ю. Коваленко, А.С. Бердин, Ю.В. Зудихина

Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина  
Екатеринбург, Россия  
pkovalenko@urfu.ru

Современные измерительные комплексы, внедряемые в настоящее время в энергосистемах по всему миру обеспечивают недоступные ранее возможности анализа электромеханических переходных процессов, а в особенности – низкочастотных колебаний. Вместе со стремительным развитием технологий связи и обработки данных возможности обнаружения и идентификации низкочастотных колебаний, угрожающих устойчивости и надежности энергосистем, становятся еще обширнее. Были разработаны два метода оперативного определения колебательных составляющих на базе подходов, традиционно применяемых для решения подобных задач – дискретного преобразования Фурье и преобразования Прони. Представлено описание основных свойств методов и проведено их сравнение с точки зрения качества работы и вычислительной производительности с позиций дальнейшего применения в режиме реального времени.

*Ключевые слова: синхронизированные векторные измерения, низкочастотные колебания, дискретное преобразование Фурье, вторичное преобразование, метод Прони.*

## Comparing the approaches to the measurements-based express-analysis of low-frequency oscillations in power systems

Pavel Kovalenko, Alexander Berdin, Iuliia Zudikhina

Ural Federal University named after the First President of Russia B.N. Yeltsin  
Yekaterinburg, Russia  
pkovalenko@urfu.ru

Modern measurement systems being implemented in power systems worldwide provide the unprecedented possibilities of analyzing the electromechanical transients and the oscillatory processes especially. As the communication and data processing technologies are being advanced at a quick pace, the possibilities of detecting and characterizing the low-frequency oscillations, which may threaten the power system stability and reliability, grow even wider. The two methods of timely detecting the oscillatory components have been developed on the basis of the approaches commonly utilized for solving the relevant tasks – the discrete Fourier transform and the Prony transform. The basic features of the methods are described and they are compared in terms of results quality and speed of operation for subsequent on-line application.

*Keywords: synchronized phasor measurements, low-frequency oscillations, discrete Fourier transform, secondary transform, Prony analysis.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Один из распространенных стандартных методов анализа устойчивости энергосистемы – исследование ее математической или физической модели [1]. Такие модели специально разрабатываются и проходят регулярную процедуру верификации для обеспечения соответствия поведению реальной системы в переходных режимах, возникающих в результате возмущений [2]. Тем не менее, по-прежнему часто имеют место случаи, когда отклик реальной энергосистемы на возмущение значительно отличается от результатов моделирования [3].

Широко внедряемые в энергосистемах по всему миру современные системы синхронизированных векторных измерений (Wide-Area Monitoring Systems – WAMS, СМПП) обеспечивают высокоточные измерения векторов

токов и напряжений благодаря установке регистраторов (Phasor Measurement Unit – PMU, РПП) на обширных территориях [4, 5]. Более того, передовые технологии связи и обработки информации позволяют получать эти измерения «on-line» – в режиме реального времени [4, 5] и определять параметры низкочастотных колебаний (НЧК) – частоту, амплитуду и демпфирование – в темпе процесса. Таким образом, мониторинг НЧК требуется выполнять не только во время переходных процессов, но также и в установившемся режиме. Для разработки методов мониторинга НЧК и определения их параметров на основе получаемых в режиме реального времени синхронизированных векторных измерений было выполнено соответствующее исследование.

Несмотря на наличие существующих подходов, направленных на определение колебательных составляющих

в цифровых сигналах, обработка реальных данных, получаемых с объектов энергетики, может оказаться значительно сложнее по ряду причин. В первую очередь, объем данных, которые требуется обрабатывать в режиме реального времени, даже в энергосистемах среднего масштаба, может оказаться поистине колоссальным. Во-вторых, НЧК в энергосистемах являются нелинейными и нестационарными процессами. Кроме того, существует и ряд дополнительных задач, таких как оценка территориальной распространенности НЧК и группировка объектов согласно свойствам колебаний, наблюдаемых на них, которые на данный момент не решены при помощи традиционных подходов, а зачастую и требуют детального изучения.

Предлагаемые методы основаны на часто используемых для решения соответствующих задач алгоритмах – дискретном преобразовании Фурье (ДПФ) [6] и преобразовании Прони (ПП) [6]. В дальнейшем эти методы называются методами экспресс-анализа исходя из задач, решаемых с их помощью: оперативной идентификации колебаний и приближенного определения их параметров. Соответственно, сами методы должны обладать высокой производительностью, низкой вычислительной нагрузкой и возможностью параллельной работы с множеством потоков входных данных измерений в режиме реального времени. Как следует из применения термина «экспресс-анализ», существует также и отдельная задача детального анализа колебаний. Детальный анализ можно выполнять с применением преобразования Гилберта-Хуанга и его модификаций, широко применяемых в подобных задачах [7-10], или других подходов [11].

## II. МЕТОДЫ ЭКСПРЕСС-АНАЛИЗА

Основная цель экспресс-анализа – определение НЧК в исходных данных, установление времени их начала и продолжительности, а также приближенное определение их параметров – амплитуды, частоты и демпфирования. Предлагаются два метода экспресс анализа: спектральный анализ на основе ДПФ и спектральный анализ на основе ПП. Применение обоих методов подразумевает возможность работы в режиме реального времени на основе оконных выборок.

### A. Метод спектрального анализа на основе ДПФ

ДПФ используется для определения наличия гармонических составляющих в сигналах исходных данных и приближенной оценки их частот, амплитуд и фаз. К дополнительным аспектам реализации на его базе метода экспресс-анализа НЧК относятся:

- нормализация амплитуд спектральных составляющих;
- учет и коррекция коэффициента затухания оконных функций;
- расчет частот спектральных составляющих исходя из их числа.

В предлагаемой реализации используется следующий вариант оптимизированного с точки зрения вычислительной производительности расчета быстрого преобразования Фурье (БПФ):

$$X(k) = \sum_{j=1}^N x(j)\omega_N^{(j-1)(k-1)}, \quad (1)$$

рассчитывается для предварительно заданных  $x(i)$  размера  $N$ , где  $\omega_N = e^{(-2\pi i)/N}$ .

Результаты выполнения преобразования Фурье – это гармонические спектры (амплитуды и фазы гармоник частот, кратных базисной), полученные на одном окне сигнала. В дальнейшем они требуют обработки для определения значимых с точки зрения амплитуды колебательных компонент или групп.

Для оконного преобразования Фурье характерна обратная зависимость разрешающей способности по частоте и по времени. Чем выше первая – тем ниже последняя, и наоборот. Для повышения точности определения начала и длительности колебаний, что может представлять существенные сложности при обеспечении высокого разрешения по частоте, предлагается применить вторичное преобразование. В случае частоты дискретизации исходных данных в 50 Гц рекомендованная ширина окна первичного преобразования составляет 20 с, что обеспечивает разрешение по частоте 0,05 Гц, а рекомендованная ширина окна вторичного преобразования – 2 с. Оба преобразования выполняются параллельно, и результирующая разрешающая способность как по частоте, так и по времени отвечают требованиям задачи экспресс-анализа НЧК в энергосистемах. Кроме того, благодаря высокой вычислительной производительности БПФ введение вторичного преобразования не ограничивает применения метода в режиме реального времени.

### B. Метод спектрального анализа на основе ПП

В качестве альтернативного метода предлагается спектральный анализ на основе ПП, сущность которого заключается в разложении сигнала на отдельные компоненты по частотам, что в значительной степени похоже на преобразование Фурье. Ключевым отличием ПП является участие в разложении экспоненциально затухающих гармонических составляющих:

$$\begin{aligned} s(t) &= \sum_{i=1}^N A_i e^{\sigma_i t} \cos(2\pi f_i t + \varphi_i) = \\ &= \sum_{i=1}^N \frac{1}{2} A_i e^{\pm j\varphi_i} e^{\lambda_i t}, \end{aligned} \quad (2)$$

где  $s(t)$  – сигнал исходных данных,  $A_i$  – амплитуды составляющих,  $f_i$  – частоты составляющих,  $\varphi_i$  – фазы составляющих,  $\sigma_i$  – коэффициенты демпфирования составляющих.

Преобразование реализуется согласно стандартной форме [6]. Колебательные составляющие ранжируются по величинам энергии  $E_i$  с формированием соответствующего массива частот  $\{F\}_1$ . Следующее окно сигнала исходных данных анализируется аналогично, в результате формируется массив частот  $\{F\}_2$ . После этого составляющие с близкими частотами связываются – считается, что на двух последовательных рассматриваемых окнах присутствует одна и та же колебательная компонента в случае, когда

$$\begin{cases} |f_2 - f_1| < r_1, \\ \frac{|f_2 - f_1|}{f} < r_2, \end{cases} \quad (3)$$

где  $f_2$  – частота составляющей из массива  $\{F\}_2$ ,  $f_1$  – частота составляющей из массива  $\{F\}_1$ ,  $r_1$  и  $r_2$  – заданные допустимые абсолютная и относительная разности частот.

### III. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОВ ЭКСПРЕСС-АНАЛИЗА

Основные свойства, которыми должны обладать методы экспресс-анализа – это возможность работы в режиме реального времени и возможность приближенной оценки параметров колебаний. Безусловно, высокая точность определения параметров НЧК не является приоритетом, тогда как максимальная производительность является абсолютно необходимой. Исходя из этого, предложенные методы сравниваются именно по этим параметрам [12].

#### A. Результаты работы методов экспресс-анализа

Для сравнения результатов работы экспресс-анализа в качестве сигнала исходных данных принят сложный гармонический сигнал с добавлением случайной шумовой составляющей  $n(t)$

$$x(t) = 3.5 \sin(4.5 \cdot 2\pi t) + 2.4 \sin(4 \cdot 2\pi t) + 3 \sin(2 \cdot 2\pi t) + n(t), \quad (4)$$

фрагмент которого показан на рис. 1, а агрегированная спектрограмма – на рис. 2.

Результаты работы предлагаемых методов экспресс-анализа при ширине окна 20 с представлены в формате [частота\_моды; амплитуда\_моды] в таблице I.

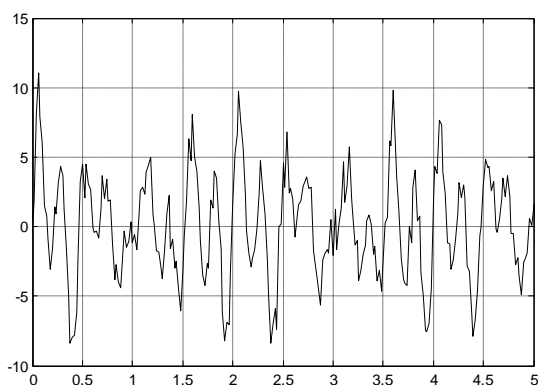


Рис. 1. Сигнал исходных данных

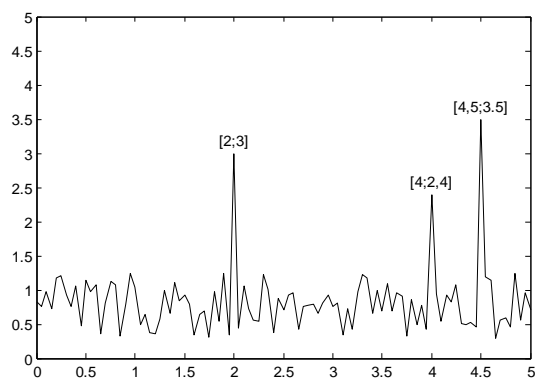


Рис. 2. Спектрограмма исходных данных

Таблица I. СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РАБОТЫ МЕТОДОВ ЭКСПРЕСС-АНАЛИЗА

Спектральный анализ на основе ДПФ	Спектральный анализ на основе ПП			
	100 мод	200 мод	400 мод	600 мод
[2;2,97] [4;2,44] [4,5;3,51]	[0,55;0,98] [1,45;1,1] [2;2,86] [2,3;1,16] [3,35;0,74] [4;2,36] [4,5;3,47]	[0,55;0,96] [1;1,04] [1,45;1,12] [2;2,84] [2,3;1,18] [2,95;0,87] [3,35;0,74] [4;2,33] [4,5;3,34] [4,8;1,21]	[0,55;0,93] [0,7;0,84] [1;1,11] [1,45;1,08] [2;2,79] [2,3;1,13] [2,6;0,99] [2,95;1,02] [3,35;0,81] [4;2,34] [4,25;0,97] [4,5;3,46] [4,8;1,17]	[0,25;1,07] [0,55;0,84] [0,7;1,02] [1;0,97] [1,35;1,04] [1,45;1,18] [1,8;0,93] [2;2,79] [2,3;1,21] [2,6;1,04] [2,95;0,99] [3,35;0,84] [3,8;0,54] [4;2,34] [4,25;0,93] [4,5;3,46] [4,8;1,13]

Как видно, результат работы метода экспресс-анализа на основе ПП в значительной степени зависят от предопределенного числа мод разложения: в случае большого числа мод устанавливается наличие некоторого числа НЧК, которые фактически отсутствуют в сигнале (т.н. «осцилляций»).

#### B. Производительность методов экспресс-анализа

Производительность применяемого метода является крайне важной в условиях задачи экспресс-анализа НЧК в энергосистеме, поскольку идентификацию НЧК предполагается выполнять в режиме реального времени. Результаты сравнения предлагаемых методов с точки зрения вычислительной производительности представлены в таблице II. Методы были применены к одному и тому же сигналу, однако были выбраны два варианта ширины окна (20с и 30с) и четыре варианта количества мод разложения Прони (100, 200, 400 и 600мод).

Как видно из таблицы, метод экспресс-анализа на основе ПП значительно уступает в производительности методу на основе ДПФ. Из-за этого применение первого может быть ограничено только ретроспективным анализом. В то же время метод спектрального анализа на основе ДПФ обеспечивает достаточную производительность для применения в режиме реального времени.

Таблица II. СРАВНЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ МЕТОДОВ ЭКСПРЕСС-АНАЛИЗА

Ширина окна	Спектральный анализ на основе ДПФ	Спектральный анализ на основе ПП			
		100 мод	200 мод	400 мод	600 мод
20 с	0,0003 с	0,11 с	0,36с	1,71 с	4,59с
30 с	0,0005 с	0,16 с	0,46 с	2,19с	6,11 с

### IV. ВЫВОДЫ

Исследованные и разработанные методы предназначены на обработку данных измерений, получаемых от сис-

тем синхронизированных векторных измерений, включая данные, получаемые в режиме реального времени.

Метод спектрального анализа на базе ПП отличается высокой ресурсоемкостью, исключающей его применение в реальном времени. Тем не менее, использование этого метода в режиме ретроспективного анализа выглядит разумным в силу необходимости подбора числа мод разложения исходя из свойств сигнала, а также благодаря возможности учета изменения амплитуды НЧК.

Несмотря на известные недостатки метода спектрального анализа на базе преобразования Фурье, такие как обратная зависимость разрешающей способности по времени и частоте вследствие применения окон, его использование оправдано возможностью применения в задачах реального времени благодаря хорошо проработанной теории и существованию программно-расчетных модулей, отличающихся высокой степенью оптимизации. Невозможность из-за априорно заданного базиса учета реальных свойств колебательных процессов, имеющих место в энергосистемах, не играет существенной роли, поскольку целью экспресс-анализа являются выявление наличия НЧК и приближенное определение их параметров.

#### Список литературы

- [1] Kundur P.S. Power System Stability and Control, McGraw-Hill Professional, 1994.
- [2] Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – Москва: Высшая школа, 1985.
- [3] Pu J., Tang Y., Shi X., Zhang J., Ye H., Liu Y. "Oscillation source location based on abnormal signal analysis", IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2013.
- [4] Аюев Б.И. О системе мониторинга переходных режимов. Энергорынок, №2, 2006.
- [5] Гайдамакин Ф.Н., Топорков Д.Н., Данилин А.В., Дубинин Д.М. Опыт создания автоматической системы сбора информации с регистраторов системы мониторинга переходных режимов в ОАО «СО ЕЭС». Сборник докладов 4-ой Международной научно-технической конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», Екатеринбург, CIGRE, 2013.
- [6] Марпл-мл. С.Л. Цифровой спектральный анализ и его приложения. Москва: Мир, 1990.
- [7] Huang N.E. et al. "The empirical mode decomposition and the Hilbert spectrum for nonlinear and non-stationary time series analysis," Proc. R. Soc. Lond. A, vol. 454, 1998.
- [8] Huang N.E., Shen S.S.P. "The Hilbert-Huang transform and its applications", World Scientific Publishing Co. Pte. Ltd., 2005.
- [9] Wang X.-l., Tao Z.-y., Du S.-p., "Centroid-based sifting for empirical mode decomposition", Hong Kong, Journal of Zhejiang University – SCIENCE CHINA, 2011.
- [10] Yi J., Huang Q., Jing S., Ding L. "An anti mode mixing EMD algorithm for detecting the characteristics of low frequency oscillations in power system", TELKOMNIKA, Vol. 11, No. 8, 2013.
- [11] Серебренников М.Г., Первозванский А.А. Выявление скрытых периодичностей. Физматгиз, 1965 год.
- [12] Oscillation Detection and Analysis. Pacific Northwest National Laboratory Final Project Report, CIEE, 2010.

# Достоверизация измерений РМУ-устройств

С.С. Костюкова, О.С. Рыбасова  
ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет»  
Ставрополь, Россия  
kostyukova\_ss@mail.ru

Измерения параметров режима помимо нормальных погрешностей могут содержать выбросы, которые происходят вследствие значительного повышения предельно-допустимых значений погрешностей средств измерений, а также нарушений в процессе преобразования полученных величин. Поэтому становится актуальной задача контроля точности и достоверности измеренных данных. В работе рассматривается метод детектирования недостоверных данных, полученных при помощи РМУ-устройств. Для достоверизации данных определена возможность использования теоремы Теллегена.

*Ключевые слова:* *Π-образная схема замещения ЛЭП, РМУ-устройства, теорема Теллегена, погрешность измерения, критерий неизменности.*

## Verification measurement of PMU-devices

Svetlana Kostyukova, Olga Rybasova  
North Caucasian Federal University  
Stavropol, Russian Federation  
kostyukova\_ss@mail.ru

Measurements of mode parameters in addition to the normal error may contain surge that occur as a result of a significant increase in the maximum allowable values of error of measuring instruments, as well as irregularities in the process of converting the obtained values. Therefore, it is urgent task of monitoring the accuracy and reliability of measurement data. In this paper the method of detection of incorrect data, obtained with the help of PMU-devices. The use of Tellegen's theorem is defined. The software Mathcad was used as a settlement of the complex. Compiled equation and determine the criteria on the basis of the parameters of the immutability of Tellegen's theorem. Based on the processed data received from the PMU-using devices installed at the ends of the real transmission line 750 kV revealed the possibility of detecting the "bad data".

*Keywords:* *Pi-equivalent model of the transmission line, PMU devices, Tellegen's theorem, measurement error, criterion of immutability.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время уровень технического развития измерительного обеспечения энергосистем (ЭЭС) дает возможность внедрять в практику эксплуатации системы синхронизированных измерений, основанные на применении WAMS-технологий, позволяющих повысить уровень информационного обеспечения и качество управления режимами.

Основным измерительным оборудованием WAMS являются устройства измерения комплексных электрических величин (РМУ). Измерения, поступающие от РМУ-устройств, позволяют синхронно и с высокой точностью контролировать состояние ЭЭС. Тем не менее, при использовании измерений РМУ-устройств возникает проблема достоверизации измеренных параметров сети и, как следствие, необходимость оценки влияния погрешности измерения параметров режима на результаты расчета.

### II. МЕТОДИКА ДЕТЕКТИРОВАНИЯ «ПЛОХИХ» ДАННЫХ

Для контроля точности и достоверизации измерительной информации, а также возможности выявления грубых

выбросов предполагается использовать метод, основанный на применении теоремы Теллегена и критерия разности режимов электрической сети [1,2].

Теорема Теллегена гласит: сумма произведений напряжения  $U_k$  и токов  $I_k$  всех ветвей графа, удовлетворяющих закону Кирхгофа, равна нулю:

$$\sum_{k=0}^n I_k \cdot U_k = 0. \quad (1)$$

Сравниваем теорему Теллегена и определение баланса электрической цепи: сумма мгновенных мощностей, доставляемых действующими в схеме источниками, равна сумме мгновенных мощностей, потребляемых или запасаемых остальными элементами схем» можно записать теорему Теллегена для двух режимов одной ветви в виде соотношения балансов [1].

$$\sum_{k=1}^n I_k^a \cdot U_k^b = \sum_{k=1}^n I_k^b \cdot U_k^a, \quad (2)$$

где верхние индексы «a» и «b» указывают их принадлежность к одному из режимов.

Предположим, что схема состоит из одной ветви (рис. 1).

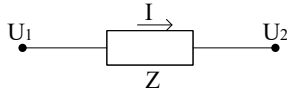


Рис. 1. Схема единичной ветви

Согласно рис. 1 теорема Теллегена примет вид:

$$\begin{aligned} U_1^a I^b - U_2^a I^b + I^a \cdot I^b \cdot Z &= \\ = U_1^b I^a - U_2^b I^a + I^a \cdot I^b \cdot Z, \end{aligned} \quad (3)$$

где  $U_1, U_2$  – напряжения по концам ветви;  $I$  – ток ветви;  $Z$  – сопротивление.

После преобразования выражения (3) получаем:

$$U_1^a I^b - U_2^a I^b = U_1^b I^a - U_2^b I^a. \quad (4)$$

Для достоверизации данных РМУ-устройств, т.е. выявления отсутствия/наличия погрешностей в работе [2] предложено ввести критерий разности режима:

$$\alpha = \left| 1 - \frac{V_1}{V_2} \right|, \quad (5)$$

где

$$V_1 = U_1^a \cdot I^b - U_2^a \cdot I^b, \quad V_2 = U_1^b \cdot I^a - U_2^b \cdot I^a. \quad (6)$$

Применение данного критерия позволяет выявлять погрешности измерений. При  $\alpha = 0$  очевидно, что замеры не содержат ошибок. При  $\alpha \neq 0$  – в одном или обоих замерах содержится ошибка [2].

### III. КОНТРОЛЬ ЗАМЕРОВ ДЛЯ ВЛ 750 кВ КАЛИНИНСКАЯ АЭС – ПС ЛЕНИНГРАДСКАЯ

Предложенная методика детектирования «плохих» данных экспериментально проверена на основе замеров РМУ-устройств, установленных по концам ВЛ 750 кВ Калининская АЭС – ПС Ленинградская (от 13.08.2014).

Для каждой фазы А, В, С в выбранный временной интервал (порядка 15000 замеров или около 5 минут) по мгновенным измерениям тока, напряжения, угла напряжения и угла нагрузки рассчитаны значения  $I$  и  $U$ . Данные о замерах от обоих РМУ поступают синхронно каждые 0,02 с.

$$U_k = u_k \cdot (\cos \varphi_{U_k}) + j \cdot u_k \cdot (\sin \varphi_{U_k})$$

и

$$I_k = i_k \cdot (\cos \varphi_{I_k}) + j \cdot i_k \cdot (\sin \varphi_{I_k}), \quad (7)$$

где  $k$  – наименование фазы.

На основе расчетов по формулам (7), затем (6) для пар замеров (первый/второй, второй/третий и т.д.) определен критерий неизменности (5).

Для каждой фазы за расчетный период определен максимальный выброс, определен номер и время замера. Полученные результаты сведены в таблицу, а также построены графики изменения критерия (5) от замера к замеру (рис. 2-4).

### МАКСИМАЛЬНЫЕ ВЫБРОСЫ КРИТЕРИЯ $\alpha$

Фазы	Макс. выброс	№ замера	Время замера
«А»	485,71	1044	00:00:20
«В»	69,93	13756	00:04:35
«С»	95,35	9112	00:03:02

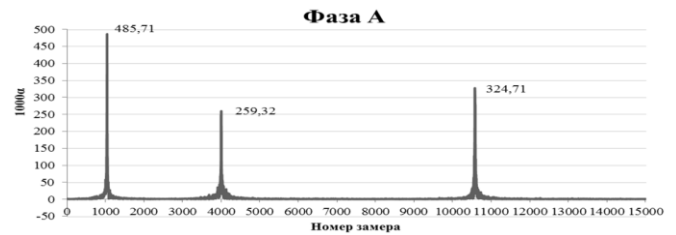


Рис. 2. Значения критерия  $\alpha$  для фазы А

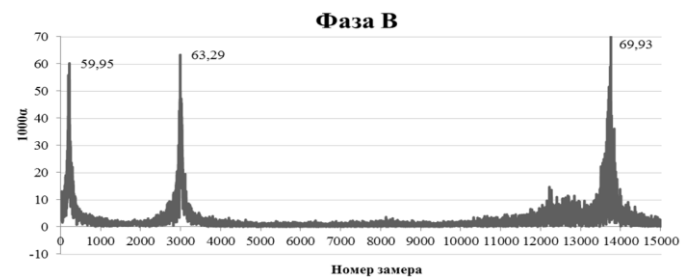


Рис. 3. Значения критерия  $\alpha$  для фазы В

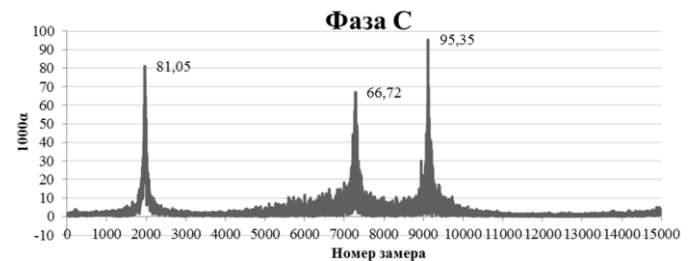


Рис. 4. Значения критерия  $\alpha$  для фазы С

На построенных графиках прослеживаются резкие скачки критерия  $\alpha$ . Это свидетельствует о наличии плохих измерений и невыполнении условия теоремы Теллегена. Причина выбросов не установлена.

### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Использование теоремы Теллегена позволяет провести достоверизацию данных РМУ-устройств, а, следовательно, определить «пригодность» замеров для решения технологических задач.

### Список литературы

- [1] Зелях Э.В. Основы общей теории линейных электрических схем / Зелях Э.В. – М.: Издание АН СССР. 1951. – 336с (references)
- [2] Степанов С.А. Использование теоремы Теллегена при решении задачи идентификации параметров элементов электрических сетей / С.А. Степанов // Электроэнергетика глазами молодежи- 2015. Том 1 – с.213-216.

# Влияние количества уровней измерения на точность расчетной оценки при достоверизации данных систем учета электроэнергии

Е.С. Кочнева, А.В. Паздерин, А. Крохин

ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»  
Екатеринбург, Россия  
e.s.kochneva@urfu.ru

В статье рассматривается модифицированный метод контрольных уравнений, позволяющий вычислять аналог измерения с более низкой погрешностью по сравнению с самим измерением. Рассматривается влияние количества проверочных выражений на величину погрешности расчетной оценки. Тестовые расчеты произведены на 14-узловой IEEE схеме.

*Ключевые слова:* энергораспределение, предельно допустимая погрешность измерения, грубая ошибка, оценка достоверности, информационная избыточность, расчетный аналог измерения.

## Measurements levels quantity influence on the accuracy of calculated measurement analogue during the electrical energy measurements verification

Elena Kochneva, Andrew Pazderin, Aleksandr Krochin

Federal State Autonomus Educational Institution of Higher Education  
Ural Federal University n. a. the first President of Russia B.N. Yeltsin  
Ekaterinburg, Russia  
e.s.kochneva@urfu.ru

The article deals with the modified method of testing equations which allows to calculate measurement analogue with higher accuracy comparing to measurement itself. The influence of the validating equations quantity on the estimation error value is considered. Test calculations are presented for 14-nodal IEEE scheme.

*Keywords:* energy flow problem; maximum permissible measurement error, bad data, validation, information redundancy, calculated measurement analogue.

### 1. ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Информация о количестве измеренной электрической энергии (ЭЭ), поступающая от автоматизированных систем учета является достаточно надежной и достоверной. Подобные системы используют современные микропроцессорные счетчики электрической энергии, а также надежные способы получения, передачи и хранения измеряемых параметров. Тем не менее, возможный выход из строя любого из узлов системы приведет к появлению ошибок или пробелов в данных, которые достаточно сложно своевременно выявить и устранить. Математические подходы выявления ошибок измерений являются наиболее перспективными и наименее финансово затратными.

Широко применяемая в электроэнергетике для верификации данных телеметрии теория оценивания состояния (ОС), имеет высокую степень научной проработки [1]. Методы и подходы, разработанные в рамках теории ОС могут быть адаптированы и применены для задачи достоверизации измерений электрической энергии.

В предыдущих работах [2, 3] было показано, что применение традиционных уравнений, описывающих установившийся режим, для задачи расчета потоков электроэнергии, приводит к значительным погрешностям моделирования. Задача расчета потоков и потерь электрической энергии на всех элементах схемы замещения сети на основе измерений электроэнергии названа задачей энергораспределения (ЭР). В качестве уравнений состояния ЭР предлагается использовать систему уравнений балансов электрической энергии в узлах и ветвях сети:

$$\sum_{j \in \omega_i} W_{ij} + W_i = 0, \quad i = 1, 2, \dots, N, \quad (1)$$

$$W_{ij} + W_{ji} - \Delta W_{ij} = 0, \quad ij = 1, 2, \dots, M,$$

где  $W_i$  – узловая инъекция ЭЭ узла  $i$ ;  $W_{ij}$  – поток электроэнергии по всем связям узла  $i$ ;  $\omega_i$  – множество узлов, инцидентных узлу  $i$ ,  $N$  и  $M$  – число узлов и ветвей в схеме сети соответственно. Данный подход имеет общие черты с распространенной методикой сравнения фактических и допустимых небалансов [4].



## II. ВЫЧИСЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ АНАЛОГОВ ИЗМЕРЕНИЯ, ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМАЯ ПОГРЕШНОСТЬ

В рамках теории ОС уравнения, в состав которых входят только измеренные переменные, называются контрольными уравнениями (КУ). Метод КУ может быть применен для измерений электрической энергии в рамках задачи ЭР [5]. Система КУ формируется из системы уравнений состояния ЭР путем математического исключения всех неизмеренных переменных. В случае подстановки в КУ измерений, не содержащих погрешностей, невязки будут равны нулю. Наличие погрешностей в измерениях приведет к ненулевым невязкам.

Количество КУ определяет количество уровней измерения одного и того же потока электрической энергии. Таким образом, наличие избыточных измерений позволяет получить ряд расчетных оценок одной и той же переменной. Точность (предельно допустимая погрешность) расчетной оценки может быть рассчитана по формуле:

$$\delta_{W_i} = \sqrt{\sum_{j=1}^n a_j^2 \cdot \delta_{W_j}^2}, \quad (2)$$

где  $a_j$  – коэффициент в контрольном уравнении номер  $i$  перед измерением  $W_i$ . Предельно допустимая погрешность расчетной оценки будет тем ниже, чем меньше количество измерений входит в соответствующее проверочное выражение.

Рисунок 1 представляет возможные уровни измерения потока  $W_1$ .

Первым этапом является формирование системы уравнений состояния ЭР. Число уравнений равно трем (два уравнения узловых балансов и одно уравнение баланса электроэнергии по линии).

Второй этап – формирование системы КУ, когда из системы уравнений состояния исключаются все неизмеренные переменные. Схемы, представленная на рисунке 1, имеет полный охват присоединений измерениями, система КУ полностью соответствует системе уравнений состояния ЭР.

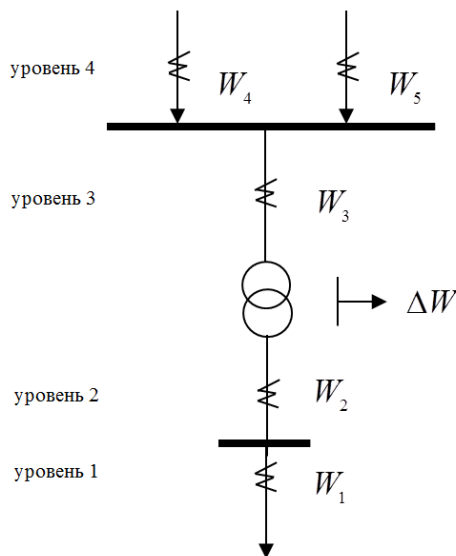


Рис. 1. Уровни измерений

Третий этап – получение из системы КУ группы проверочных выражений для выбранного измерения. В левой части уравнений остается только рассчитываемый поток электроэнергии, все остальные переменные переносятся в правую часть. Три КУ позволяют получить три проверочных выражения для потока  $\mathcal{E}_1$ :

$$\begin{aligned} W_1 &= W_2, \\ W_1 &= W_3 - \Delta W, \\ W_1 &= W_4 + W_5 - \Delta W. \end{aligned} \quad (3)$$

Значение потока  $W_1$  может быть рассчитано с использованием измерений трех уровней, т.е. данный поток измеряется на трех уровнях. Коэффициент локальной избыточности [2] вычисляется как число избыточных измерений плюс один. В данной схеме для обеспечения наблюдаемости требуется одно измерение [2], количество измерений 4 (измерения 4 и 5 формируют одно узловое измерение).  $\kappa_{изб}$  равен 4.

Примем относительную точность всех измерительных комплексов  $W_2 - W_5$ , равной 1,6%. По формуле (2) относительная точность уровней 1 и 2 будет также равна 1,6%. Примем погрешность расчета потерь равной 10%, в нормальных режимах значение потерь энергии по отношению к потоку электроэнергии составляет 1%, относительная точность расчета потерь составит 0,01%. Относительная точность третьего уровня измерения будет равна  $\sqrt{1,6^2 + 0,01^2} \approx 1,603\%$ , четвертого уровня измерения –  $\sqrt{1,6^2 + 1,6^2 + 0,01^2} \approx 2,265\%$ . Самый точный расчетный аналог измерения может быть получен при минимизации взвешенной суммы квадратов относительных ошибок измерений:

$$F = \sum_{k=1}^{\kappa_{изб}} \frac{1}{(\delta_k \cdot W_k^{узМ})^2} (W_k^{узМ} - W^{pac})^2 \rightarrow \min. \quad (4)$$

Число слагаемых под знаком суммы (4) равно количеству слагаемых, входящих в функцию (4) равно  $\kappa_{изб}$ . Значения  $\delta_k$  вычисляются согласно (2). Первый множитель  $1/(\delta_k \cdot W_k)^2$  в (4) соответствует относительной точности измерения потока электроэнергии. В случае когда все избыточные измерения  $W_k^{узМ}$  одинаковы, функция (4) может быть приведена к одному знаменателю:

$$F = \frac{\sum_{k=1}^{\kappa_{изб}} \left( \prod_{k=2}^{\kappa_{изб}} \delta_k^2 \right)}{\prod_{k=1}^{\kappa_{изб}} \delta_k^2} \cdot \left( \frac{W^{pac}}{W^{узМ}} \right)^2 + C. \quad (5)$$

Оценка относительной погрешности расчетного аналога измеряемого потока электроэнергии, найденного с помощью резервных измерений, может быть рассчитана как:

$$\delta_{pac} = \sqrt{\prod_{k=1}^{\kappa_{изб}} \delta_k^2 / \sum_{k=1}^{\kappa_{изб}} \prod_{k=2}^{\kappa_{изб}} \delta_k^2}, \quad \% \quad (6)$$

Относительная погрешность расчета потока  $W_1$  с использованием остальных избыточных измерений, в рассматриваемом выше примере, будет равна:  $\delta_{W_1} \approx 0,856\%$ .

Принятая относительная погрешность измерительного комплекса  $W_1$  равна 1,6%, полученная относительная погрешности расчета меньше погрешности измерения практически в два раза.

В случае, если погрешность расчета потерь во внимание не принимается, относительная точность расчета составит  $\delta_{W_1} \approx 0,855\%$ .

В практических расчетах, погрешность потерь может достигать 20% и выше. Такая неопределенность в величине потерь электроэнергии практически не влияет на относительную погрешность расчетной оценки. В рассматриваемой сети при погрешности расчета потерь в 20% погрешность расчетной оценки составляет 0,858%, а при погрешности расчета потерь 50% - 0,869%.

### III. ТЕСТОВЫЙ ПРИМЕР, ОЦЕНКА ОПТИМАЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА УРОВНЕЙ ИЗМЕРЕНИЙ

В качестве тестовой рассматривается 14-узловая схема, представленная на рисунке 2, классы напряжений 110 и 220 кВ.

Наличие комплекса учета обозначено измерительными обмотками трансформаторов. Состав измерений избыточный. Несколько режимов смоделировано в программе RASTR и рассчитано итоговое энергораспределение. Все рассматриваемые измерения находятся в пределах классов точности (предел относительной погрешности всех комплексов учета принят равным 1,46%). В качестве исследуемого выбрано измерение  $W_1$ , для которого сформированы проверочные выражения. Рассмотрено 13 уровней измерения.

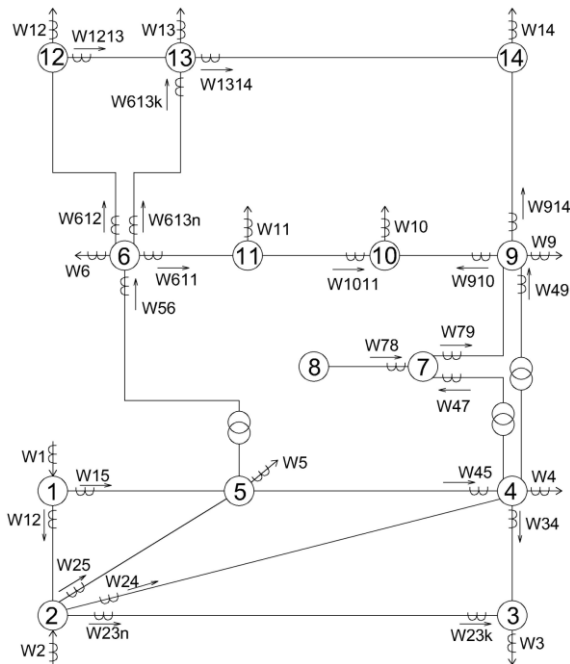


Рис. 2. Расчетная сеть

В таблице приведены расчетные значения потока электроэнергии  $W_1$  в МВт·ч, а также предельные значения по-

грешностей в МВт·ч и %. Правый столбец таблицы соответствует предельно допустимой погрешности расчетной оценки измерения, рассчитанной с помощью соответствующего количества уровней измерения.

РАСЧЕТНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ И РАСЧЕТНЫЕ ПОГРЕШНОСТИ ПРОВЕРОЧНЫХ ВЫРАЖЕНИЙ

Параметр	Значение ЭЭ, МВт·ч	Погр., %	Погр., МВт·ч	Точность расчетной оценки
$W_1$ уровень(1)	17,879	0,26104	1,46	1,460
$W_1$ уровень(2)	18,237	0,190	1,044	1,044
$W_1$ уровень(3)	17,947	0,188	1,046	0,739
$W_1$ уровень(4)	16,705	1,069	6,399	0,734
$W_1$ уровень(5)	16,478	1,066	6,472	0,730
$W_1$ уровень(6)	16,310	1,067	6,540	0,725
$W_1$ уровень(7)	16,796	1,070	6,369	0,720
$W_1$ уровень(8)	17,611	2,668	15,147	0,720
$W_1$ уровень(9)	15,297	2,664	17,412	0,719
$W_1$ уровень(10)	15,632	2,765	17,685	0,718
$W_1$ уровень(11)	16,315	2,762	16,927	0,718
$W_1$ уровень(12)	14,567	3,640	24,990	0,717
$W_1$ уровень(13)	15,431	3,784	24,521	0,717

Результаты расчета удобнее всего представлять графически в виде зависимости предельно допустимой погрешности расчетной оценки от числа уровней измерения, график представлен на рисунке 3.

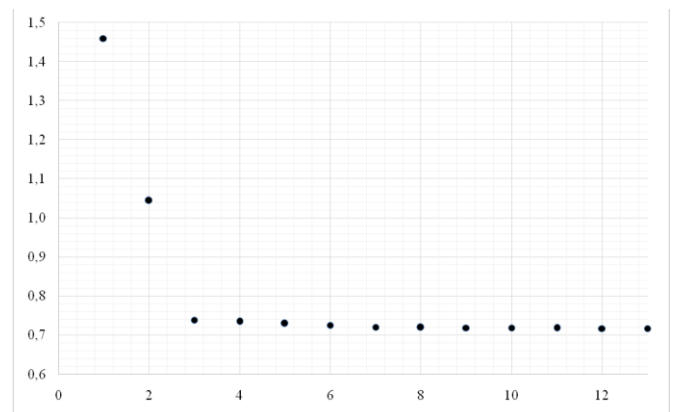


Рис. 3. Зависимость оценки предельно допустимой погрешности от количества уровней измерения

Из графической зависимости видно, что измерение предела погрешности после уровня 4 практически неизменно. В данном случае, можно ограничиться уровнем 5.

Современные системы учета электрической энергии являются достаточно надежными источниками информации о потоках электроэнергии по элементам схемы сети. Однако выход из строя любого звена системы может привести к появлению грубых ошибок в измерениях. Математическое выявление подобных ошибок является наименее финансовозатратной.

Адаптированные в рамках задачи ЭР методы теории ОС позволяют успешно решать задачу математической оценки достоверности измерений электрической энергии.

Модификация метода КУ дает возможность вычислять расчетные аналоги измерений электроэнергии, предельно допустимые погрешности которых ниже погрешности самого измерения. Погрешность расчета технических потерь электроэнергии слабо влияет на точность расчетной оценки. Наличие четырех уровней измерения позволило снизить погрешность расчетного значения относительно самого измерения почти в два раза.

Точность расчетной оценки зависит от количества избыточных измерений. Число избыточных измерений определяет число КУ и величину предельно допустимой погрешности расчетной оценки. Увеличение количества уровней измерения, включаемых в модель влияет на время расчета и сложность формируемых уравнений. По мере удаления от В рассматриваемой задаче оптимальное для рассмотрения число уровней измерения равно пяти.

## Список литературы

- [1] Гамм А.З., Колосок И.Н. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах. – Новосибирск: Наука. 2000. – 152 с.
- [2] Паздерин А.В. Решение задачи энергораспределения в электрической сети на основе методов оценивания состояния. // Электричество.– 2004. –№ 12. – С.2-7.
- [3] Кочнева Е.С., Паздерин А.В.Выявление недостоверных измерений электрической энергии с помощью апостериорного анализа // Вестник Самарского государственного технического университета, серия «Технические науки». 2014. – №2(42). – С.32-39.
- [4] Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. РД 34.09.101-94: утв. Главгосэнергонадзором России 2 сентября 1994. – М.: ОРГРЭС, 1995.
- [5] Егоров А.О., Кочнева Е.С., Паздерин А.В. Использование метода контрольных уравнений для анализа достоверности и наблюдаемости измерений электроэнергии // Электрические станции. 2011. – №11. – С.42-46.

# Питание отбором мощности от фазного провода системы телеметрии гололедно-изморозевых отложений

Д.С. Левин  
Филиал ПАО «Т Плюс» «СарГРЭС»,  
Саратов, Россия.  
levinsgtu@mail.ru

В данной статье рассматривается способ питания отбором мощности от фазного провода воздушных линий электропередачи системы телеметрии гололедно-изморозевых отложений. Устройство монтируется на провод линии и осуществляет преобразование части электроэнергии провода в требуемое для питания автоматики поста телеметрии по величине напряжению. Рассмотрены способы стабилизации полученного выходного напряжения с последующим анализом эффективности и целесообразности их применения. Определены возможные пути расширения функциональных возможностей систем телеметрии за счет специфического расположения непосредственно на фазном проводе контролируемой линии, заключающиеся в локальном контроле температуры провода и измерении тока.

*Ключевые слова:* Устройство отбора мощности, система мониторинга гололедно-изморозевых отложений, трансформатор тока, феррорезонанс токов, воздушная линия электропередачи.

## Power supply telemetry system glaze-icing deposits from phase conductor

D. Levin  
Filial PAO « T Plus» «SarGRES»,  
Saratov, Russian Federation  
levinsgtu@mail.ru

This article describes a way to supply power take-off from the phase-foot wire aerial telemetry transmission lines icing and rime deposits. The device is mounted on a wire line and converts part of the electricity in the wires required for fast automatic power telemetry largest voltage. The methods of stabilizing the output voltage obtained from the subsequent analysis of effectiveness and appropriateness of their use. The possible ways to expand the functionality of telemetry systems due to its specific location directly on the controlled phase conductor line, consisting of the local control of the wire temperature and current measurement.

*Keywords:* Device by power distraction, monitoring system of glaze-ice deposition, current transformer, ferro-resonance currents, overhead transmission lines.

### I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время цепи управления периферийных постов телеметрии систем мониторинга гололедно-ветровых нагрузок питаются, как правило, от солнечных батарей. Использование солнечных батарей сопровождается рядом негативных факторов таких, как снижение солнечной активности в зимнее время, подверженность загрязнению и обледенению солнечных панелей, деградация фотоэлементов, которые оказывают значительное влияние на снижение эффективности эксплуатации солнечных батарей.

Для питания цепей управления периферийного поста телеметрии предлагается использовать специальный одновитковый трансформатор тока отбора мощности (ТТОМ) специальной конструкции, состоящий из разъемного кольцевого сердечника, на котором располагается вторичная многовитковая обмотка  $w_2$ . ТТОМ смыкается вокруг фазного провода ВЛ, являющегося одновременно первичной обмоткой  $w_1$ , и стягивается болтами для обеспечения плотного контакта. В местах стыков будет сосре-

дотачиваться поток рассеяния  $\Phi_\sigma$ , значение которого пренебрежимо мало вследствие плотного контакта и не оказывает существенного влияния на потери в магнитопроводе.

### II. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Принцип действия ТТОМ сводится к следующему. Первичный ток  $I_1$  в фазном проводе создает в магнитопроводе ТТОМ магнитный поток  $\Phi$ , который сцепляясь со вторичной обмоткой  $w_2$  наводит в ней ЭДС  $E_2$ , обуславливая появление тока  $I_2$  во вторичной цепи.

На провод надеты два разъемные кольцевые или прямоугольные магнитопроводы из ленточной стали с навитыми поверх обмотками. Один представляет собой ТТОМ, другой ТА служит для измерения тока провода. Таким образом, два трансформатора объединены в одну общую конструкцию.

В кольцевом магнитопроводе магнитный поток  $\Phi$  по его длине замыкается равномерно и если обмотка также равномерно распределена по его длине, то все точки маг-

нитной цепи, выраженной в виде магнитопровода, эквивалентны, следовательно, э.д.с. наводится равномерно в навитой обмотке и магнитный поток рассеяния  $\Phi_{\sigma}$  равен нулю. Кольцевой сердечник предпочтителен для ТТ выполняющего функции измерения, вследствие меньших погрешностей, обусловленных магнитным потоком рассеяния  $\Phi_{\sigma}$ . Для ТТОМ конструкция магнитопровода принципиального значения не имеет, а получение требуемой электрической мощности определяется вторичным током  $I_2$ , ТТОМ, который определяется количеством витков вторичной обмотки  $w_2$  ТТОМ, т.е. коэффициентом трансформации:  $k_{тр} = I_1/I_2 = w_2$ , а также геометрическими размерами магнитопровода.

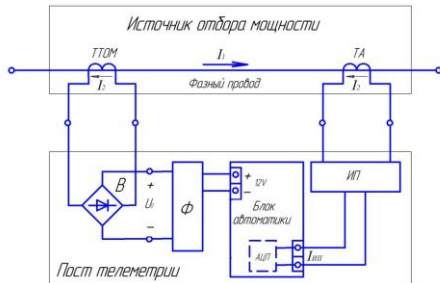


Рис. 1. Структурная схема расположения ТТОМ на фазном проводе контролируемой ВЛЭП

Напряжение во вторичной цепи будет изменяться в зависимости от насыщения магнитопровода ТТОМ и наглядно представляется его вольтамперной характеристикой (ВАХ).

Для обеспечения требуемого значения напряжения при изменениях входного тока  $I_{вх}=I_2$  в широких пределах принимаются специальные меры стабилизации выходного напряжения. Используемый способ стабилизации определяется условиями эксплуатации оборудования и стоимостью.

### III. СТАБИЛИЗАЦИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Параметрический способ стабилизации напряжения [1] является наиболее дешевым и простым, осуществляется за счет свойств вольтамперной характеристики (ВАХ) нелинейного элемента, в данном случае используется нелинейная индуктивность, и явления феррорезонанса. Последовательный феррорезонансный контур LC, содержащий дроссель L, насыщающийся при малых значениях входного тока  $I_{вх}$ , последовательно соединен с конденсатором C, параллельно дросселю подключен выпрямитель VD. Принципиальная схема и ВАХ представлены на рис. 2.

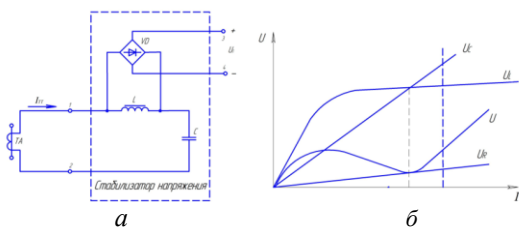


Рис. 2. Параметрическая стабилизация напряжения: а – стабилизатор напряжения; б – ВАХ

Сердечник дросселя L должен быть выполнен из материала, насыщающегося при малой намагничивающей силе H, например, что позволило бы при малых входных токах

и небольших размерах, получать достаточную выходную мощность.

Для обеспечения требуемого значения напряжения  $U_{вых}$ , необходимо подобрать дроссель с такой характеристикой намагничивания, чтобы при значении выходного напряжения  $U_{вых}$  необходимого для питания цепей управления поста телеметрии, обеспечивалось его насыщение, т.е.  $U_{вых} = U_{Лнас}$ . Значение насыщения дросселя определяется материалом магнитопровода ТТОМ. Исходя из режима эксплуатации линии, определяется значение возможной минимальной нагрузки по току  $I_{1min}$ , зная который можно определить вторичный ток ТТОМ:

$$I_2 = \frac{I_1}{k_{тр}} = \frac{I_1}{w_2}, \quad (1)$$

Значение  $E_2$  можно определить из уравнения трансформаторной ЭДС:

$$E_2 = 4,44 \cdot \Phi_m \cdot f w_2 \quad (2)$$

где  $\Phi_m = \Phi \cdot \sqrt{2}$  - амплитуда магнитного потока;  $f = 50$  Гц - частота переменного тока сети.

При вычисленном значении  $E_2$  должен происходить феррорезонанс. Для этого последовательно с индуктивностью L включается емкость C, значение которой определяется из ВАХ феррорезонансного контура. Из точки соответствующей значению  $E_2$  и  $I_2=0$  проводится касательная к ВАХ ТТОМ, параллельно полученной касательной из начала координат проводится прямая соответствующая ВАХ емкости C. Тангенс угла наклона полученной ВАХ емкости C соответствует ее реактивному сопротивлению  $X_C$ :

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{U_C}{I_C} = X_C = \frac{1}{\omega C} \quad (3)$$

где  $\omega = 2\pi f$  - угловая частота.

Пересечение горизонтали  $E_2$  с ВАХ емкости C даст значение емкостного тока  $I_C$  (рис.2,б), откуда находим емкость C:

$$\frac{1}{\omega C} = \frac{E_2}{I_C} \quad (4)$$

Основное достоинство рассмотренной стабилизации это простота и относительная дешевизна, однако, такая схема не дает возможности плавного регулирования уровня стабилизированного напряжения и соответственно может сопровождаться сравнительно значительными отклонениями напряжения на нагрузке.

### IV. ВЫВОД

Для повышения эффективности и надежности питания цепей управления периферийных постов телеметрии систем мониторинга предлагается использовать в качестве источника питания рабочий ток, протекающий по проводам линий электропередачи. Стабилизация напряжения осуществляется управляющим выпрямителем, позволяющим плавно регулировать выпрямленное напряжение, обеспечивая его требуемый уровень и качество.

### Список литературы

- [1] Электропереобразовательные устройства РЭС / Г.Н. Арсеньев- Л.: ИНФРА-М, 2011.- 496 с.

# Разработка программного модуля для исследования эффективности модернизации оборудования на примере цифровых счетчиков в АСКУЭ

В.И. Маямсин, И.К. Будникова  
ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»  
Казань, Россия  
Vladislavm96@yandex.ru

Переход на новое оборудование - это постоянно чередующийся процесс, параллельно которому возникает ряд немаловажных проблем. При принятии решений на модернизацию технологий передачи информации необходимо иметь инструмент, позволяющий оценить временные и экономические показатели для достижения искомого результата. Исследование затрат, рисков и необходимости модернизации проведено с применением математической модели в виде работы программного обеспечения. Оценка процедур перехода выполнена с учетом результатов статистического анализа данных. Разработана математическая модель, с возможной реализацией в виде программного обеспечения, позволяющая оценить на конкретном примере цифровых счетчиков массовую замену части АСКУЭ. Результаты исследований могут быть применены при экономической и технической оценке перехода на новое оборудование, необходимости и временных критериях данной процедуры, финансовых рисках в случае ее неизбежности.

*Ключевые слова: АСКУЭ, математическая модель, оценка, модернизация оборудования, экономические затраты и убытки, техническое превосходство.*

## Development of software module to study the effectiveness of modernization of equipment for example digital counter in AMR

V.I. Mayamsin, Ivetta Budnikova  
Kazan State Power Engineering University  
Kazan, Russian Federation  
Vladislavm96@yandex.ru

The transition to the new equipment is constantly alternating process, which occurs in parallel a number of important issues. As well as dubious in the technical superiority of the replacement equipment. When making decisions on modernization of information technology transfer need to have a tool to assess the temporal and economic parameters to achieve the desired result. The study costs, risks, and the need to modernize conducted with the use of mathematical models in the form of working software. Evaluation of the transition procedures performed taking into account the results of statistical data analysis. A mathematical model, with possible implementation in the form of software that allows you to evaluate a specific example of digital counters, mass replacement of the AMR. The results of the research can be applied in the economic and technical assessment of the transition to the new equipment, the need for and timing criteria for this procedure, the financial risk in the event of its inevitability.

*Keywords: AMR, mathematical model, evaluation, modernization of equipment, economic costs and losses, technical superiority.*

### I. МОДЕРНИЗАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Во время кризиса как никогда эффективно сохранять финансовые излишки и активы или вкладываться рентабельные проекты. Немаловажной частью прямых затрат предприятия является модернизация оборудования. Безусловно регулируемый процесс, который, тем не менее, не является структурированным: в целом зависящий от субъективного мнения руководителя на основе непрактичных данных. Например. Глава предприятия, имея на руках средства, имеет возможность вложиться в развитие своей фирмы. Одним из вариантов является удовлетворение просьбы различных отделов о модернизации ПК (ЭВМ). Для руководителя слабо разбирающимся в ПК выглядит

как устройство для заполнения и хранения документации. То есть он может не видеть всех перспектив вложения в данную область. Или напротив слишком переоценить перспективы проекта потратив деньги менее результативно. Отсюда складывается мнение, что существует возможность улучшить процесс работы предприятия путем создания инструмента для облегчения и наглядности принимаемых решений о модернизации.

### II. АРГУМЕНТЫ

Данный инструмент должен позволять наглядно показывать преимущества и недостатки модернизации, а также высчитывать ценовой аспект данного вопроса. Трата на закупку, установку и последующая денежная разница в

эксплуатации обычно является главным рычагом принятия решений руководством. Иными словами он будет прогнозировать положительность изменений в сфере улучшения оборудования. Так основными входными данными используемые в работе самой простой версии этого инструмента являются: технические характеристики устройств ( $I_{нов}$ ,  $I_{стр}$ ), время эксплуатации старого устройства или другими словами время, прошедшее с последней модернизации (Т), коэффициент сложности монтажа оборудования (h), ценовой критерий (М). А выходными данными являются: КПД ( $\eta$ ), финансовый итог (N). Эти обозначения введены для того, чтобы показать в упрощенном виде алгоритм работы программного модуля (ПМ). Элементы  $I_{нов}$  и  $I_{стр}$  обозначают технические характеристики эксплуатируемого устройства и устройства-продукта планирующейся модернизации, числовой коэффициент которых ограничен 1. Т – время эксплуатации нынешнего устройства, h – настраиваемый параметр, сложность монтажа устройства, варьируется от 1 до 10. Позволяет ранжировать объекты по сложности установки, начиная от простой замены ПК, к замене комплектующих АСКУЭ и до изменения механизмов работы электростанций. М – цена либо одного устройства, либо партии. N – исходные финансовые затраты.

### III. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Сам алгоритм реализован в виде простой математической модели:

$$\eta = \left( \frac{I_{стр}}{2} * T - I_{нов} * h \right) * 100\%, \quad (1)$$

$$N = \frac{M(h+1)}{h} - \frac{M\eta}{100\%}. \quad (2)$$

Формулы являются предварительной логикой работы ПМ.

### IV. АСКУЭ

Используем конкретный пример знакомый многим работником энергетической сферы. В АСКУЭ на многих промышленных и жилых объектах до сих пор используются импульсные счетчики. В последнее время все чаще руководители энергетических компаний сталкиваются с проблемным решением: продолжать эксплуатацию импульсных счетчиков до полной неработоспособности, либо же переходить на цифровые аналоги. Проблема заключается в достаточной дороговизне и долговременности замены на электронные счетчики. Хотя с момента начала активного использования последних прошло несколько десятков лет, и было многократно доказано, что заявленная надежность и превосходство над импульсными счетчиками себя оправдывает. Многие руководители до сих пор не видят выгоды в полном переходе на цифровые (электронные) и отказе от импульсных счетчиков. Данный ПМ в перспективе и дальнейшей модернизации способен решать подобные задачи своевременно. Даже подставляя аргументы в самую простую математическую модель (1) можно увидеть, что КПД при такой замене сегодня будет в районе 90%.

### V. ПЕРСПЕКТИВЫ

Данный программный модуль задумывается, как начальная логика работы экономически ориентированного приложения. Проблема модернизации была выбрана, как толчок, опирающийся на практический пример. Толчок для реализации дальнейших планов. Сухой и точный численный расчет – залог процветания.

#### Список литературы

- [1] Винников А.С. Применение методов теории вероятностей в задачах электроэнергетики: Учебное пособие. – Москва: М., 2009 – 36с.

# Возможности спектрального анализа для идентификации состава электропотребителей

Т.Т. Низамутдинова, Н.Д. Мухлынин

ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого президента России Б.Н. Ельцина»  
Екатеринбург, Россия  
domptf16@gmail.com

Повышение энергетической эффективности предприятий в последнее время стало одним из актуальных направлений. Наиболее эффективным способом определения направления снижения расхода энергетических ресурсов, является сбор статистических данных об электропотреблении. Данная информация позволяет проанализировать структуру электроприемников по их основным типам, а также разработать комплекс мероприятий, которые приведут к снижению общего энергопотребления. Тем не менее, сбор статистических данных занимает длительное время. Это связано с тем, что большая часть информации собирается и обрабатывается лично исполнителями энергоаудита. В связи с этим, возникает задача разработки таких приборов и математических алгоритмов, которые будут способны автоматически определять состав подключенных энергоприемников, на основе доступной измеренной информации. В этой статье предлагается новый математический подход для идентификации состава электропотребителей, основанный на вейвлет-преобразовании. Данное преобразование представляет собой перспективный метод для анализа цифровых сигналов, который способен выявлять характерные особенности сигнала через его разложение на детализирующие составляющие. Для демонстрации эффективности предложенного метода для решения проблемы идентификации нагрузки, был проведен эксперимент, в результате которого удалось составить список уникальных образов нагрузок.

*Ключевые слова: вейвлет-преобразование, сигнал, спектральный анализ, детализирующие составляющие.*

## Opportunities provided by spectral analysis for load identification

T.T. Nizamutdinova, N.D. Mukhlynin

Ural Federal University n. a. the first President of Russia B.N. Yeltsin  
Yekaterinburg, Russian Federation  
domptf16@gmail.com

Today, the main direction of improving the energy efficiency of power utilities is towards reducing the energy resources consumption. To solve this task, a statistical data of power consumption is collected. This information allows to analyze the structure of power consumers and develop a set of measures which leads to a decrease a total energy consumption. However, due to the fact that the most data is collected and processed by auditor personally, the process of statistical data collection takes a long time. Therefore, it is necessary to develop the devices and mathematical algorithms which helps to real-time determine the composition of power consumers, based on the available measurement data. In this paper, a new mathematical approach to identify the composition of the electrical load based on wavelet transform is proposed. This transformation is the promising method for the analysis of digital signals. To show the effectiveness of the proposed mathematical algorithm the waveforms of currents and voltages of some electrical consumers were decomposed.

*Keywords: wavelet decomposition, signal, spectral analysis, detailing components.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Нерациональное потребление энергетических ресурсов приводит к увеличению потерь энергии на предприятиях. В связи с этим, разработка программы энергосбережения является одним из актуальных направлений для увеличения эффективности работы предприятий. В рамках повышения энергоэффективности решаются следующие задачи: выявление источников нерациональных потерь энергии; определение показателей энергетической эффективности и разработка программы энергосбережения [1]. Наиболее эффективным подходом к определению направления и глубины сокращения потерь энергоресурсов является сбор данных о составе электрической нагрузки. Это

позволяет проанализировать состав потребителей по их основным типам и выявить электроприемники, воздействие на которые приведет к снижению общего энергопотребления объекта. С целью автоматизации процесса сбора данных, становится необходимым разработка микропроцессорного устройства с матобеспечением, которое в дальнейшем сможет определить состав электропотребителей в режимах близких к реальному времени [2].

Цель данной статьи предложить новую методику по выделению различных типов потребителей из общего сигнала нагрузки.



## II. ВЕЙВЛЕТ-ПРЕОБРАЗОВАНИЕ

На сегодняшний день, традиционным методом для анализа электрических сигналов является Фурье-преобразование. Однако этот метод имеет ряд недостатков, ограничивающих его применение в задачах анализа состава нагрузок [3, 4]. В связи с этим, в последнее время для анализа цифровых сигналов широко применяется вейвлет-преобразование (ВП). Вейвлет-анализ представляет собой метод, основанный на масштабном преобразовании, смещении базисных (материнских) вейвлетов и сравнении этих вейвлетов с исходным сигналом [5].

Прямое ВП определяется как сумма по всей длительности сигнала, умноженного на масштабируемые сдвинутые версии вейвлет-функции [5]:

$$W(a,b) = C \int_{-\infty}^{+\infty} s(t) a^{1/2} \psi\left(\frac{t-b}{a}\right) dt,$$

где  $b$  – коэффициент масштаба или параметр растяжения;  $a$  – параметр сдвига или шаг сдвига;  $\psi(t)$  – функция преобразования, которая называется материнским вейвлетом или базисной функцией;  $a^{1/2}$  – константа, необходимая для нормализации, то есть для того, чтобы сигнал на каждом масштабе имел одинаковую энергию.

Благодаря многомасштабному анализу, ВП способно выявлять локальные особенности сигнала, при этом имея высокое разрешение, как в частотной, так и во временной области. Это дает ему существенное преимущество перед Фурье анализом [6].

Таким образом, применение многомасштабного вейвлет-анализа для задач анализа электротехнических сигналов, дает больше возможностей для решения задачи идентификации состава нагрузки.

## III. МЕХАНИЗМ ИДЕНТИФИКАЦИИ НАГРУЗКИ

Учитывая все достоинства вейвлет-преобразования, рассмотрим механизм идентификации нагрузки. Блок схема получения состава нагрузки, представлена на рис. 1.

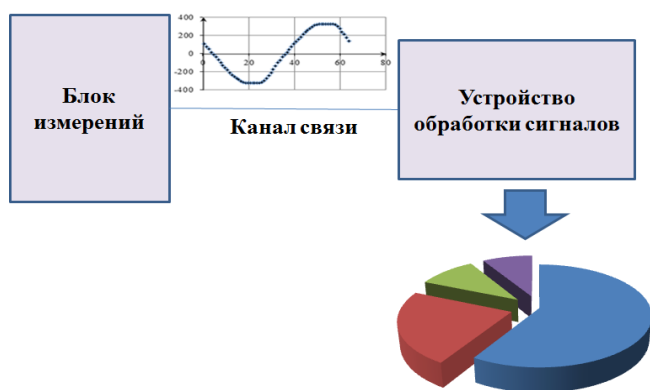


Рис. 1. Механизм идентификации нагрузки

Как видно из рис. 1, механизм идентификации нагрузки включает в себя: блок измерений, канал связи и устройство обработки сигналов.

Опишем подробнее процесс идентификации нагрузки:

- Сигнал поступает на блок измерений – данное устройство служит для приёма и дискретизации сигналов тока и напряжения. В качестве блока измерений могут выступать цифровые трансформаторы тока и напряжения, анализаторы качества электроэнергии или какой-либо другой измерительный прибор.
- От устройства измерений сигнал передается по каналу связи. Каналом связи может быть оптоволоконный или медный кабель.
- Через канал связи, цифровой сигнал высокой дискретизации приходит на устройство обработки сигналов. Программная обработка цифровых данных этого устройства основана на ВП. Устройство обработки необходимо для выделения конкретных типов потребителей из общего сигнала нагрузки.
- Результатом работы устройства обработки сигналов является количественная и качественная характеристика состава нагрузки.

Внедрение механизма идентификации нагрузки в энергетическую систему позволит ускорить процесс решения задач энергоэффективности и энергосбережения.

## IV. ПРИМЕНЕНИЕ ВЕЙВЛЕТ-ПРЕОБРАЗОВАНИЕ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТА

Для подтверждения возможностей использования ВП в задаче идентификации нагрузки были сняты реальные измерения токов и напряжений разных устройств.

С помощью анализатора качества электроэнергии ChauvinArnouxCA 8335 были сняты осциллограммы тока и напряжения для настольной лампы и ноутбука. Также были получены осциллограммы при совместной работе лампы и ноутбука. Отдельно фиксировались моменты наложения осциллограммы одного электроприемника на осциллограммы другого.

С помощью ВП в программном комплексе MatLab (пакет программ WaveletToolbox), полученные осциллограммы были разложены на пять детализирующих составляющих. В качестве материнской функции использовался вейвлет Хаара. Результаты разложения осциллограмм показаны на рис. 2.

Анализ полученных данных показал, что осциллограммы тока являются наиболее полезными для решения задачи идентификации состава потребителей электроэнергии. Сигналы тока ноутбука и лампы значительно искажены высшими гармоническими составляющими. С одной стороны, это усложняет процесс анализа сигналов, но с другой стороны позволяет получить уникальные образы, свойственные определенному типу нагрузки.

На рис. 2 красными кривыми показаны исходные осциллограммы. Детализирующие составляющие выделены зеленым цветом. Реконструированные сигналы изображены, синим цветом.

Как видно из рис. 2, реконструированный сигнал для общей нагрузки приближен к форме сигнала ноутбука. Это позволяет сделать вывод о том, что влияние ноутбука преобладает в общем сигнале нагрузки.

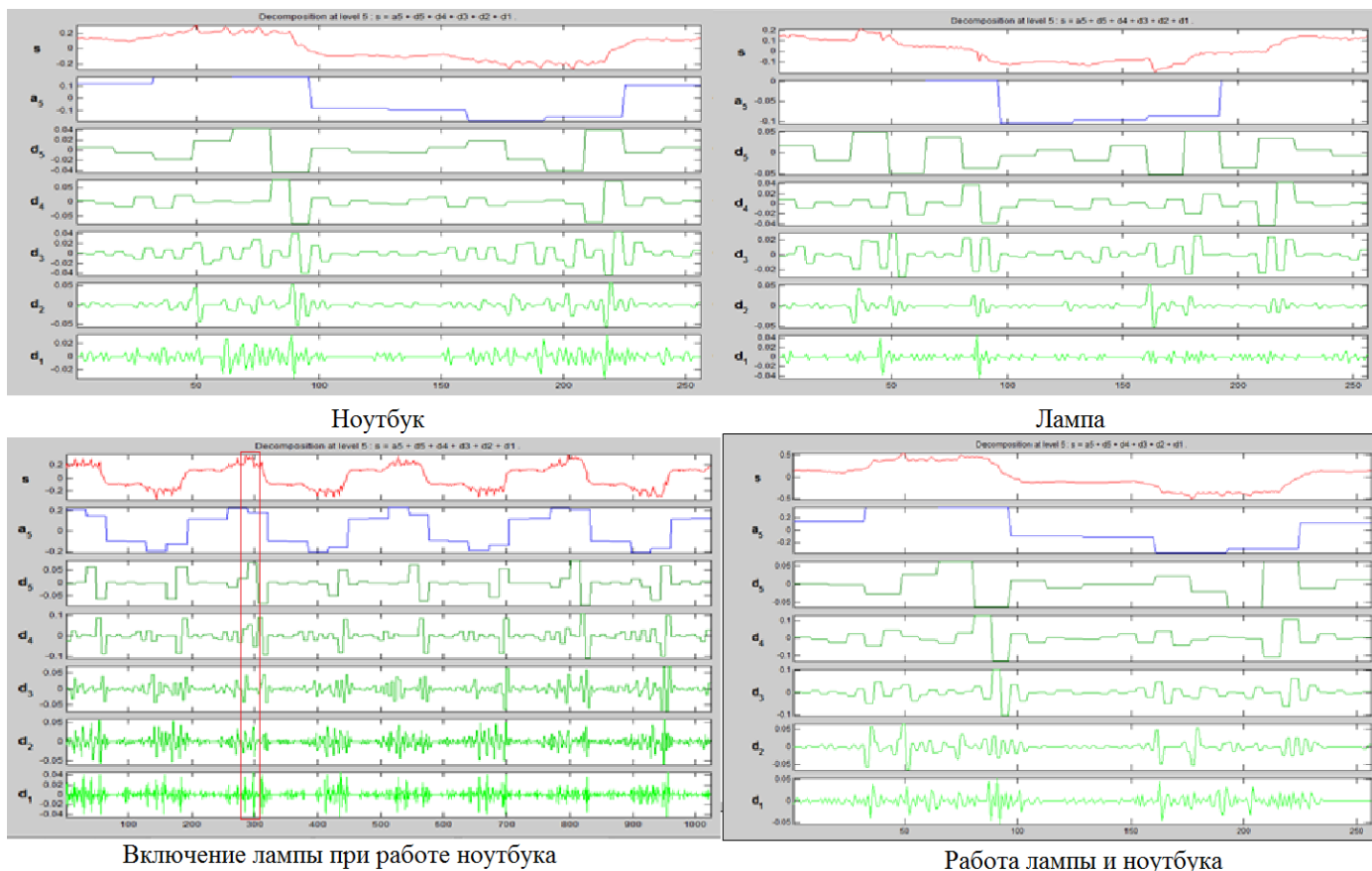


Рис. 2. Разложение сигнала на детализирующие составляющие с использованием вейвлет-преобразования

По детализирующим составляющим удалось определить момент времени включения лампы (выделено красной рамкой). Следует отметить, что момент включения особенно хорошо заметен на пятом, четвертом и первом уровнях разложения. При включении лампы наблюдается искажение кривых детализации, не характерное для предыдущих интервалов времени.

В результате эксперимента удалось выделить из общего сигнала нагрузки на разных уровнях разложения характерные черты лампы и ноутбука. Что позволило составить список описания образов этих энергопотребителей, который представлен в таблице.

В таблице показано:

- нагрузка, которая оказывает наибольшее влияние на общий сигнал, в определенный промежуток времени.
- проиллюстрированы наблюдаемые искажения сигналов для тех случаев, когда наибольшее влияние оказывает та или иная нагрузка.
- указана детализирующая составляющая, на которой можно наблюдать значительное влияние того или иного потребителя в общем сигнале.

Кроме того, в таблице можно выделить характерные черты наиболее мелких энергопотребителей. Их влияние лучше прослеживаются на более низких уровнях разложе-

ния (d2 и d3). В тоже время, особенности более крупных потребителей можно наблюдать, как и на низком, так и на высоком уровне разложения. Данный факт следует учитывать при дальнейших исследованиях.

## V. ВЫВОДЫ


































1. В качестве математического алгоритма для идентификации сигналов предложен алгоритм ВП. Благодаря многомасштабному анализу ВП способно выделять локальные особенности сигналов, что представляет собой существенное преимущество для задачи идентификации нагрузки.

2. Предложена структурная модель устройства обработки сигналов, включающая в себя блок измерений, канал связи и модуль обработки сигналов.

3. При разложении общего сигнала нагрузки на составляющие, удастся выявить черты, характерные для определенного типа энергопотребителей. Что позволяет составить перечень уникальных образов потребителей.

4. Для выявления характерных особенностей более мелких потребителей, следует рассматривать более низкие уровни детализации.

5. Дальнейшая работа будет направлена на совершенствование возможностей идентификации состава потребителей путем создания под каждый тип нагрузки своего уникального материнского вейвлета.

Нагрузка	Наблюдаемое искажение сигнала			Детализирующая составляющая
	Лампа	Ноутбук	Общий сигнал	
1	2	3	4	5
Преобладает влияние лампы				d2 первая четверть периода
				d2 вторая четверть периода
				d2 четвертая четверть периода
Преобладает влияние ноутбука				d3 первая четверть периода
				d2 максимум первого периода
				d2 вторая четверть первого периода
				d3 вторая четверть первого периода
				d3 первая половина периода
				d4 второй полупериод
				d4 первая четверть периода
			d4 второй полупериод	

### Список литературы

- [1] ФЗ №261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности».
- [2] Низамутдинова Т.Т., Мухлынин Н.Д. Новые возможности вейвлет-преобразования в цифровой обработке сигналов. //Электроэнергетика глазами молодежи: труды VI международной научно-технической конференции, 9-13 ноября 2015. - Иваново:ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И.Ленина», 2015 – 248с.
- [3] Яковлев А.Н. Введение в вейвлет-преобразование. // Учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. 104 с.
- [4] Вейвлет-анализ сигналов и его применение [эл.ресурс] URL: [www.vevivi.ru/best/Veivet-analiz-signalov-i-ego-primenenie-ref-171661.html](http://www.vevivi.ru/best/Veivet-analiz-signalov-i-ego-primenenie-ref-171661.html)
- [5] Haibo He, Xiaoping Shen, Janusz A.Starzyk. Power quality disturbances analysis based on EDMRA method. // Jornal Electrical Power and Energy Systems – 2009. – 258-268.
- [6] Xinyi Gu, Gengyin Li, Ming Zhou, K.L.Lo. Wavelet Transform Based Approach to Harmonic Analysis – 2011-IEEE.

# Расширение возможностей системы телемеханики АСКУЭ «ДИСК-110» при внедрении контроллера ШФК-МТ на подстанциях

М.А. Носов, Ю.С. Чугунов  
ПАО «ТАТНЕФТЬ» НГДУ «Лениногорскнефть»  
Лениногорск, Россия  
mihail.nosov.87@mail.ru

Для дальнейшего построения и развития интеллектуальной энергосети необходима интеграция блоков микропроцессорной релейной защиты (БМРЗ) в единую локальную структуру, которой является диспетчерская интегрированная система контроля 110 кВ (ДИСК-110). Для этой цели разработано и адаптировано непосредственно под условия эксплуатации объектов НГДУ «Лениногорскнефть» устройство шкафа функционального контроллера (ШФК-МТ). Функциональные возможности ДИСК-110 с интегрированными БМРЗ и ШФК-МТ можно условно разделить на 3 составляющие: 1. Система выполняет функции теле-сигнализации и телеуправления, то есть диспетчер в реальном времени получает актуальную информацию о состоянии и режиме сети и осуществляет управление коммутационными аппаратами. Также получает информацию о причине срабатывания релейной защиты имеет возможность квитирования аварий. 2. Сбор данных с цифровых и аналоговых устройств подстанций, а именно для службы РЗА контроллер собирает более 6000 параметров с каждой подстанцией, отображает журналы событий, аварий и осциллограммы аварийный режимов по каждому присоединению, эл. величины присоединений и реализует технический учет. 3. И третьей составляющей и отличительной чертой системы ДИСК-110 в сочетании с ШФК-МТ является первичная обработка, компиляция и хранение данных на объектовом уровне, что значительно уменьшает нагрузку на локальную сеть.

В 2016 году начато экспериментальное внедрение контроллеров ШФК-МТ на подстанциях 110/35/6 кВ НГДУ «Лениногорскнефть». Таким образом, повсеместное внедрение данного решения расширит функциональные возможности ДИСК-110, которая станет во главе всей интеллектуальной сети, а учитывая обширную географию энергосистемы позволит существенно оптимизировать работу оперативно выездных бригад (ОВБ), сократить транспортные затраты.

*Ключевые слова: интеллектуальные энергосети, интеграция БМРЗ в единую локальную структуру, разработано и адаптировано устройство ШФК-МТ, расширение функциональных возможностей ДИСК-110.*

## Extension of amr remote control system features DISK-110 in the implementation of SHFK-MT controller substations

M.A. Nosov, Y.S. Chugunov  
PJSC TATNEFT NGDU Leninogorskneft  
Leninogorsk, Russia  
mihail.nosov.87@mail.ru

For further creating and development Smart energy grid it is necessary to integrate Block of microprocessor relay protection (BMRP) into a single local structure - Integrated Dispatching Control System of 110 kV (IDCS -110). Function controller unit (FCU) was designed and adapted directly for the operating conditions of objects of NGDU Leninogorskneft. Functions of the IDSC-110 with integrated BMRP and FCU can be divided into 3 parts: 1. System remotely signals and controls the process, thus dispatcher receives the latest information on the status and the network mode, and controls the switching devices. Also receives information of tripping of relay protection and can alarm about crashes in time. 2. ARM RZA controller collects more than 6000 parameters from digital and analogue substations. Displays the event logs, alarms and disturbances, electronic values of connections and their registration. 3. The third component, and the hallmark of the system IDSC-110 in pair with FCU is the primary processing, compilation and storage of data at the facility level, which significantly reduces the load on the network.

In 2016 started a pilot project of FCU controllers implementation on 110/35/6 kV substations of NGDU Leninogorskneft. Thus, widespread implementation of the system will extend the functionality of the IDSC-110 all over the smart grid, and taking into consideration the vast geography of the energy system it will significantly optimize the activities of operational mobile teams, reduce the transport costs.

*Keywords: smart energy grid, BMRP integration into a single local structure, development and adaptation of FCU, IDSC-110 functionality expansion.*

## I. ОСНОВНЫЕ НЕДОСТАТКИ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ТЕЛЕМЕХАНИКИ

В 2012 году по программе главного энергетика ПАО «Татнефть» начинается активное внедрение блоков микропроцессорной релейной защиты БМРЗ, которые представляют собой интеллектуальные устройства, позволяющие контролировать состояния ячеек энергетической подстанции и управлять этими ячейками.

На сегодняшний день микропроцессорными терминалами БМРЗ оснащены практически все подстанции ПАО «Татнефть». Для решения задач дистанционного контроля состояния оборудования, а также задач управления элементами системы электроснабжения ОАО «Татнефть» используется АСКУЭ ДИСК-110. Анализ существующей системы дистанционного мониторинга подстанций показал, что в систему ДИСК-110 информация поступает по дискретным выходам с устройств РЗА. В связи с переводом релейной защиты на МПЗ существующая система ДИСК-110 не позволяет в полном объеме использовать их возможности.

Таким образом, после проработки технического решения перед нами возникла задача расширения функционала существующей системы ДИСК-110 без изменения архитектуры АСУТП и с учетом сложности и ответственности разных функций управления осуществить интеграцию БМРЗ с соответствующим программным обеспечением ПТК «Защита-3» в систему ДИСК-110.

## II. ПУТИ РЕШЕНИЯ

После проведения анализа текущей ситуации в области передачи данных ПСи проработки технических решений во всех НГДУ ОАО «Татнефть» было принято решение начать с НГДУ «Ленингорскнефть», т.к. там использовалась система телемеханики «Телескоп+», которая с начала 2014 года выводится из эксплуатации и переводится на АСУЭ ДИСК-110 в связи с невозможностью дальнейшей эксплуатации по причине низкой надежности, низкой оперативности передачи данных, физического и морального износа, отсутствия возможности ее дальнейшей модернизации.

Для этой цели разработано и адаптировано непосредственно под условия эксплуатации объектов НГДУ «Ленингорскнефть» устройство Шкаф Функционального Контроллера (ШФК-МТ) (рисунок)



Внешний вид ШФК-МТ

## III. ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ДИСК-110

Функциональные возможности ДИСК-110 с интегрированными БМРЗ и ШФК-МТ можно условно разделить на 3 составляющих:

1. Первое – система выполняет функции телесигнализации и телеуправления, то есть диспетчер в реальном времени получает актуальную информацию о состоянии и режиме сети и осуществляет управление коммутационными аппаратами. Также получает информацию о причине срабатывания релейной защиты и имеет возможность квитирования аварий.

2. Второе – сбор данных с цифровых и аналоговых устройств подстанций, а именно для службы РЗА контроллер собирает более 6000 параметров с каждой подстанции, отображает журналы событий, аварий и осциллограммы аварийных режимов по каждому присоединению, эл. величины присоединений и реализует технический учет.

3. Третьей составляющей и отличительной чертой системы ДИСК-110 в сочетании с ШФК-МТ является первичная обработка, компиляция и хранение данных на объектовом уровне, что значительно уменьшает нагрузку на локальную сеть.

В каждом шкафу реализована система, которая позволяет в любой точке сети реализовать АРМ РЗА - получать данные по объекту, посмотреть журналы аварий, скачать осциллограммы и поменять уставки.

Алгоритмы работы, заложенные в ШФК-МТ, позволяют фиксировать по времени и значению все параметры, получаемые с подстанции, а комплексный анализ всех этих данных позволяет решить такие сложные задачи как селективное ОЗЗ и ОМП и отобразить в ДИСК-110 результаты.

В 2015 году начато экспериментальное внедрение контроллеров ШФК-МТ на подстанциях 110/35/6 кВ НГДУ «Ленингорскнефть».

## IV. ДОСТИГНУТЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Такое решение поставленной задачи позволило интегрировать микропроцессорные терминалы БМРЗ через ФКв систему ДИСК-110, расширив функционал существующей системы ДИСК-110 без изменения архитектуры АСУТП с учетом сложности и ответственности разных функций управления, что, в свою очередь, позволило: получать параметры контроля и управления БМРЗ, выявлять причины срабатывания сигнала «Вызов»; контролировать появление ОЗЗ на секции шин; вести журнал аварий, сообщений для диспетчера и для пользователя «Службы РЗА» журнал осциллограмм и сами осциллограммы. Снижение количества отказов системы. Оптимизация работы ОВБ и сокращение транспортных затрат. Сокращение простоев ВЛ-6 кВ по причине оперативности определения повреждения.

# Создание Единой системы сбора неоперативной технологической информации для АО «СО ЕЭС»

В.В. Осипчук  
ИА АО «СО ЕЭС»  
Москва, Россия

В статье ставится задача рассмотреть основные технические решения, заложенные в проекте Единой системы сбора неоперативной технологической информации, разрабатываемой для использования в процессе анализа функционирования комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в ОАО «СО ЕЭС». Показано, какие основные механизмы были использованы для решения ключевых задач, таких как передача и хранение данных неоперативной технологической информации значительных объемов. Приведены основные перспективы развития системы.

*Ключевые слова:* неоперативная технологическая информация, регистрация аварийных событий и процессов, единая система сбора неоперативной технологической информации.

## JSC “SO UPS” Unified Non-operational Data Gathering System Elaboration

Vera Osipchuk  
JSC “System Operator of the United Power System”  
Moscow, Russia

The purpose of the paper is to describe main technical decisions of the “JSC“SO UPS” Unified non-operational data gathering system” design. The system has been developed to support the analysis process of the relay protection and automatic equipment performance. Much attention is given to the primary techniques worked out addressing key concerns such as big amount of non-operational data transferring and storage. Development outlook of the system is represented.

*Keywords:* non-operational data, sequence of events and processes recording, unified non-operational data gathering system.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Для анализа функционирования комплексов и устройств релейной защиты и автоматики (далее – РЗА) и анализа технологических нарушений при решении задач планирования и ведения режимов энергосистем используется неоперативная технологическая информация (далее – НТИ). В текущий момент деятельность специалистов ОАО «СО ЕЭС» (далее – СО) по сбору и централизованному хранению данных НТИ не автоматизирована. Значимой проблемой при реализации процесса сбора НТИ является значительное количество данных, генерируемых устройствами, расположенными на энергообъектах, часть из которых не востребована специалистами СО. В связи с чем возникает потребность в предварительном анализе и фильтрации генерируемой на уровне энергообъектов информации.

Для решения обозначенной выше проблемы в СО в настоящее время реализуется проект по созданию Единой системы сбора неоперативной технологической информации (далее – ССНТИ) с объектов электроэнергетики первой очереди, что позволит обеспечить передачу в СО необходимого состава информации, повысить оперативность получения, увеличить объемы обработки и улучшить качество анализируемой НТИ.

ССНТИ предназначена для автоматизированного сбора НТИ с объектов электроэнергетики, а также получения НТИ из центров сбора НТИ субъектов электроэнергетики, о технологических режимах их функционирования с целью последующей ее обработки, хранения, анализа и предоставления персоналу СО.

К НТИ в рамках данной задачи отнесены типы данных от цифровых устройств РЗА и систем регистрации аварийных событий и процессов, представленные в таблице.

Процесс создания ССНТИ происходит с участием в качестве исполнителя работ ЗАО «РТСофт» и включает два основных этапа:

- Создание прототипа и разработка ТЗ на создание ССНТИ. Данный этап был завершен в 2014 году. Результатом стало обоснование необходимости создания ССНТИ, создание прототипа, позволившего сформулировать основные требования к проектируемой системе, которые были включены в техническое задание.
- Проектирование, разработка и внедрение системы. Окончание данного этапа планируется в октябре 2016 года при успешном завершении опытной эксплуатации системы. В текущий момент завершена разработка проекта системы, основные технические решения которого описаны далее. В рамках теку-

шего проекта внедрение системы планируется производить с подключением энергообъектов первой очереди.

Типы и источники данных НТИ

Тип данных	Источник данных
Осциллограммы аварийных событий и процессов	Автономные регистраторы аварийных событий (далее – автономные РАС), устройства определения места повреждения (далее – устройства ОМП), микропроцессорные терминалы РЗА (далее – МП РЗА)
Причины срабатывания (отчеты) РАС	Автономные РАС, устройства ОМП, МП РЗА
Результаты ОМП	Автономные РАС, устройства ОМП
Журналы внутренних событий и срабатываний МП РЗА	МП РЗА
Файлы параметрирования МП РЗА	МП РЗА

Энергообъекты первой очереди включают три энергообъекта ПАО «Интер РАО» и три энергообъекта АО «Концерн Росэнергоатом»:

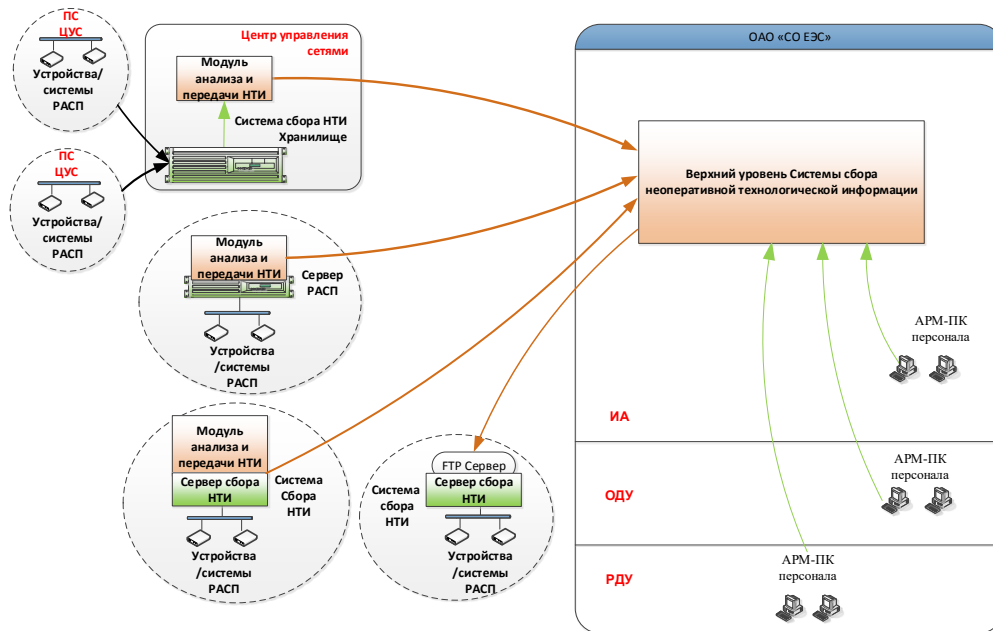
- Гусиноозерская ГРЭС;
- Джубгинская ТЭЦ;
- Пермская ГРЭС;
- Курская АЭС;
- Кольская АЭС;
- Смоленская АЭС.

## II. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРОЕКТА ССНТИ

### A. Архитектура системы

Структурная схема ССНТИ приведена на рисунке.

ССНТИ представляет собой двухуровневую централизованную систему. Нижний уровень – уровень энергообъектов, с которых происходит сбор данных. Верхний уровень – уровень Исполнительного аппарата (далее – ИА) СО, на котором расположены средства централизованного хранения и анализа данных НТИ, состоящий из коммуникационного сервера, сервера баз данных и сервера приложений. Доступ к данным со всех диспетчерских центров (далее – ДЦ) СО обеспечивается с помощью технологии web-сервисов.



Структурная схема ССНТИ

Проект системы включает два возможных варианта организации передачи данных НТИ с энергообъектов на центральный сервер ССНТИ:

При этом существуют три возможных варианта взаимодействия уровня энергообъекта с центральным сервером ССНТИ:

- По тракту Энергообъект-РДУ-ОДУ-ИА. На участке Энергообъект-РДУ используются существующие ресурсы каналов связи системы обмена технологической информацией с автоматизированной системой СО (далее – СОТИАССО) для передачи НТИ. На участках РДУ-ОДУ-ИА используется ресурс мультисервисной сети связи СО (далее – МСС).
- По тракту Энергообъект-ИА через сеть Internet. Данный вариант является предпочтительным для обеспечения минимизации загрузки МСС.

- С помощью резидентного модуля, установленного на аппаратных средствах подключаемого энергообъекта.
- С помощью резидентного модуля, установленного на аппаратных средствах центра управления сетями субъекта электроэнергетики.
- При отсутствии возможности установки резидентного модуля на аппаратных средствах энергообъекта.

екта путем обращения центрального сервера ССНТИ к FTP-серверу энергообъекта.

Варианты с использованием резидентного модуля являются оптимальными. Последний вариант заложен в проект ССНТИ с целью обеспечения подключения к системе энергообъектов, не имеющих объективной возможности взаимодействия с использованием 1 или 2 способа.

Протоколами, используемыми при передаче данных, являются SOAP и FTPS, которые обеспечивают защиту передаваемой информации.

### *В. Функционал системы*

Основные функции системы реализуются тремя ее компонентами: резидентным модулем, центральным сервером и автоматизированными рабочими местами (далее – АРМ) пользователей.

Основные функции резидентного модуля:

- Сбор НТИ путем регулярного опроса указанных директорий на сервере РАС энергообъекта.
- Буферизация (временное хранение) собранных данных.
- Формирование уведомлений о появлении новых /изменении существующих файлов.
- Передача уведомлений и файлов на центральный сервер ССНТИ.
- Основные функции центрального сервера ССНТИ:
- Прием уведомлений и файлов от резидентных модулей.
- Сбор файлов с FTP-серверов на энергообъектах.
- Ведение журнала событий.
- Долгосрочное хранение файлов НТИ.

Основные функции АРМ:

- Предоставление интерфейса для просмотра журнала событий, формируемого на основании получаемых уведомлений.
- Предоставление интерфейса для просмотра данных НТИ текстового формата или формата COMTRADE с помощью просмотрщика осциллограмм.
- Предоставление интерфейса для экспорта данных на АРМ пользователя.
- Предоставление интерфейса для импорта данных НТИ в ССНТИ с указанием необходимых характеристик.

### **III. МЕХАНИЗМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕДАЧЕЙ И ХРАНЕНИЕМ ДАННЫХ НТИ**

Проектирование и создание ССНТИ сопровождалось решением двух наиболее значимых задач:

- Обеспечение возможности передачи значительного объема данных с использованием существующих каналов связи.
- Оптимизация централизованного хранения значительного объема данных.

Результатом решения первой задачи стало использование в ССНТИ механизмов подготовки и управления передачей данных, среди которых анализ, группировка и сжатие собираемых данных, управление режимом и приоритетом передачи данных и двухэтапная передача данных.

#### *А. Группировка и сжатие собираемых данных*

Для минимизации объема передаваемых данных с уровня энергообъекта в резидентном модуле заложена функциональность по анализу, группировке, дальнейшей упаковке, сжатию и архивированию данных и передачи на уровень ИА одним пакетом.

Группировка выполняется при следующих положительных условиях:

- совпадение имен файлов с различными расширениями;
- допустимость расширений файлов для конкретного типа данных НТИ для конкретного типа устройства.

Сжатие производится по алгоритму Deflate с формированием архива широко распространенного формата .ZIP.

#### *В. Управление режимом и приоритетом передачи данных*

Для организации контролируемой и распределенной во времени передачи данных с уровня энергообъектов на уровень ИА в ССНТИ обеспечена возможность управления режимом и приоритетом передачи данных НТИ.

В ССНТИ реализуются следующие режимы передачи данных:

- Автоматический. Файлы данных НТИ передаются после передачи уведомлений в соответствии с установленным приоритетом.
- Автоматически по расписанию. В настройках соединения с энергообъектом задается интервал времени суток, в течение которого обеспечивается передача данных НТИ на уровень ИА СО в соответствии с установленным приоритетом.
- По запросу пользователей ИА и филиалов СО. Передача НТИ на центральный сервер осуществляется только после получения запроса на загрузку указанных данных.

Специалистам СО предоставлена возможность установить необходимый режим передачи для:

- конкретных типов данных конкретного устройства РЗА;
- устройства РЗА в целом;
- энергообъекта в целом.

В ССНТИ реализуются следующие приоритеты передачи различных типов данных: высокий, средний, низкий. По умолчанию данным типа «осциллограмма аварийных событий и процессов» присваивается высокий приоритет.

#### *С. Двухэтапная передача данных НТИ*

В условиях возможного поступления излишней информации, а также необходимости анализа конкретных типов данных в различные промежутки времени, передача данных НТИ обеспечивается в два этапа: 1 этап - передача



уведомления о поступлении новых данных, 2 этап – передача данных НТИ в соответствии с установленным режимом и приоритетом передачи данных.

Уведомления о поступлении новых данных имеют высокий приоритет и автоматический режим передачи без возможности изменения этих характеристик.

#### *D. Управление временем хранения*

Для эффективного использования ресурсов при реализации процесса долгосрочного хранения данных НТИ в проект ССНТИ заложен механизм управления временем хранения данных. Специалист СО имеет возможность установить время хранения конкретных данных. При этом доступна возможность назначения срока хранения от 100 дней до неограниченного. По умолчанию срок хранения данных приравнивается к минимальному.

### IV. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Одним из этапов внедрения ССНТИ является опытная эксплуатация с подключением энергообъектов первой очереди, основными задачами которой являются:

- Определение реальных показателей по объему генерируемых данных НТИ.
- Определение реальных характеристик по загрузке каналов связи СОТИАССО и МСС при передаче данных НТИ.
- Определение оптимальных системных настроек с учетом реальных характеристик технологического процесса, таких как:
  - время хранения данных по умолчанию на сервере ССНТИ,
  - время хранения данных в БД резидентного модуля,
  - интервал времени передачи данных для режима «автоматически по расписанию».
- Оценка эффективности решений, заложенных в техническом проекте системы.

Результаты опытной эксплуатации должны позволить выработать требования к модификации ССНТИ при наличии таковой необходимости.

Успешная реализация текущего проекта определит реализуемость намеченных перспектив, представленных далее.

#### *A. Подключение новых энергообъектов*

Создание системы сопровождается процессом разработки стандарта по передаче в СО информации для анализа аварийных событий. Стандарт содержит описание требований, выполнение которых обеспечивает возможность подключения энергообъектов, в том числе опосредованно (с помощью технических средств ЦУС).

#### *B. Расширение функционала системы*

Основным направлением расширения функционала системы является внедрение модуля конвертирования специализированных форматов осциллограмм в формат COMTRADE. Внедрение данного модуля обеспечит возможность реализации функционала просмотра и анализа данных НТИ без использования специализированных программ производителей техники РЗА.

#### *C. Интеграция системы с СИМ-моделью СО*

Информационная модель ССНТИ спроектирована в соответствии со стандартами IEC 61970 и IEC 61968, что обеспечивает совместимость и возможность интеграции с СИМ-моделью СО при дальнейшем развитии системы.

Технические решения, заложенные в проекте ССНТИ, в долгосрочной перспективе призваны обеспечить непрерывный и эффективный процесс сбора неоперативной технологической информации, необходимой для реализации задач анализа функционирования устройств РЗА и анализа технологических нарушений, со значительной части объектов электроэнергетики. Подключение новых энергообъектов к ССНТИ планируется в рамках реализации проектов второй и последующих очередей при выполнении на энергообъектах технических условий, описываемых в разрабатываемом стандарте по передаче в СО информации для анализа аварийных событий.

### Список литературы

- [1] Технорабочий проект: разработка программы для электронных вычислительных машин «Единая система сбора неоперативной технологической информации с объектов электроэнергетики для ОАО «СО ЕЭС». – Москва, 2016. – 190 с.

# Анализ угроз дистанционного несанкционированного доступа удаленных технологических объектов электроэнергетики

А.И. Пикалов<sup>1</sup>, Р.Р. Галимов<sup>1</sup>, М.В. Хазимов<sup>2</sup>

<sup>1</sup> ФГБОУ ВО «Оренбургский государственный университет»

<sup>2</sup> Филиал АО «СО ЕЭС» Оренбургское РДУ  
alex634103@mail.ru

Развитие информационных технологий в автоматизированных системах управления технологическими процессами (АСУ ТП) в области электроэнергетики предоставляет такие преимущества, как возможность дистанционного управления и контроля состояния удаленных объектов. Но при этом появляются новые угрозы информационной безопасности (ИБ), связанные с возможностью несанкционированного доступа к подсистемам управления важными технологическими объектами. Критический характер задачи обеспечения информационной безопасности АСУ ТП и особые условия эксплуатации во многом определяют невозможность применения стандартных методов защиты автоматизированных систем. Данные обстоятельства обуславливают необходимость выявления характеристик основных видов угроз ИБ объектов электроэнергетики для определения эффективных мер по их защите.

В процессе выполнения работы изучены российские и международные стандарты в области ИБ, рассмотрены результаты исследований и научные работы, посвященные вопросам защиты автоматизированных систем управления технологическими процессами объектов электроэнергетики. Определены характерные особенности актуальных угроз информационной безопасности и меры противодействия им с учетом специфики информационной системы АСУ ТП электроэнергетики, предложены рекомендации по их использованию. Результаты исследований могут быть применимы как для обеспечения информационной безопасности проектируемых, так и для повышения уровня защищенности функционирующих автоматизированных систем управления технологическими процессами объектов электроэнергетики.

*Ключевые слова:* АСУ ТП, актуальные угрозы ИБ, методы и средства защиты от НСД, дистанционный контроль и управление, демилитаризованная зона, атака, сетевое оборудование, протокол передачи данных.

## Threat analysis remote unauthorized access remote technology of electric power facilities

A.I. Pikalov<sup>1</sup>, R.R. Galimov<sup>1</sup>, M.V. Hazimov<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Federal state budgetary educational institution of Higher education

<sup>2</sup>The branch of JSC "SO UES" Orenburg RDU  
alex634103@mail.ru

In connection with the development of information technologies and their implementation in the electricity sector, technological objects have become less dependent on human factors (automation), but at the same time more vulnerable, which requires the adoption of measures to minimize potential threats and ensure the required level of security. The task of ensuring information security of automated process control system of power facilities has become critical, because of the importance of electricity in all spheres of life. Currently urgent task is to identify threats that could lead to disturbances in the equipment of automated control systems of technological processes (ACSTP) and the adoption of measures for their prevention and counteraction.

In the analysis of potential threats a review of literature, deals with the questions of information security of automated control systems of technological processes of electric power facilities. For detailed information and visual representations of the generalized block diagram of control system of electric power facilities in Microsoft Visio. Identified relevant threats that could lead to deviations from the normal operating mode process control systems and selected the most effective methods and remedies for their prevention and detection. The research results can be applicable for information security design, and to increase the protection level of functioning of automated control systems of technological processes of electric power facilities.

*Keywords:* automated control systems of technological processes, analysis of threats, methods and means of protection, unauthorized access, remote access, data transfer protocols, control room, perimeter network, LAN, network equipment, the controller, the objects of study.

Надежность и эффективность функционирования электроэнергетической системы влияет на все сферы промышленности [1]. Данное обстоятельство обуславливает необходимость обеспечения надежной и эффективной работы

всех элементов системы, в том числе и удаленных технологических объектов, начиная от обычных подстанций и заканчивая такими сложными объектами энергетического комплекса, как теплоэлектростанции (ТЭС), гидроэлек-

тростанции (ГЭС), государственные районные электростанции (ГРЭС), расположенных на значительном расстоянии от диспетчерских и характеризующихся минимальным количеством или отсутствием сотрудников на объекте. В связи с тем, что для обеспечения дистанционного контроля и управления технологическими объектами (ТО) используются современные информационные технологии, стали актуальными задачи обеспечения информационной безопасности (ИБ) промышленных систем.

Последние годы все больше внимание уделяется вопросам обеспечения ИБ промышленных систем, в частности, в работах [4, 5] рассмотрены несколько методов, направленных на снижение риска несанкционированного доступа и управления удаленными технологическими объектами. Несмотря на достоинства данных работ, в них недостаточно рассмотрены вопросы особенностей применения различных методов защиты промышленных информационных систем, в том числе и в электроэнергетике. В связи этим, существует необходимость в анализе основных видов угроз информационной безопасности удаленных технологических объектов.

Целью данной работы является выявление основных угроз информационной безопасности систем удаленного контроля и управления ТО электроэнергетики.

Обеспечение информационной безопасности промышленных систем заключается в исключении возможности появления 3 основных групп деструктивных воздействий: нарушение конфиденциальности (утечки), нарушение целостности (модификация), нарушение доступности (отказ в обслуживании). При этом угроза нарушения конфиденциальности имеет более низкую оценку актуальности, чем угроза потеря контроля и управляемости.

В результате анализа типовой структурной схемы системы дистанционного контроля и управления ТО в электроэнергетике (рис. 1), определены основные объекты атаки: информационная система управления предприятием, SCADA-система, промышленные контроллеры и источники данных, датчики.

Верхний уровень характеризуется управлением удаленными технологическими объектами и хранением данных о ТО.

На среднем уровне выполняется обработка наиболее критичного типа данных для автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУТП) – контрольно-измерительная информация.

На нижнем уровне осуществляется непосредственный сбор информации от источников данных.

Наиболее критичные уровни с точки зрения защиты – это верхний и средний уровни АСУТП. Ранее считалось, что нижний уровень в большинстве случаев хорошо изолирован логически и защищен физически. Однако на сегодняшний день участились случаи несанкционированного доступа на данном уровне. Это стало возможным в связи с использованием стандартных контроллеров, которые со временем были хорошо изучены злоумышленниками.

В результате обзора литературы определены основные виды атак:

- атака на клиентское программное обеспечение SCADA, которое подразумевает под собой управление автоматизированным рабочим местом (АРМ) оператора, что позволит осуществлять доступ к базе данных, изменение режима сбора данных и т.д.;

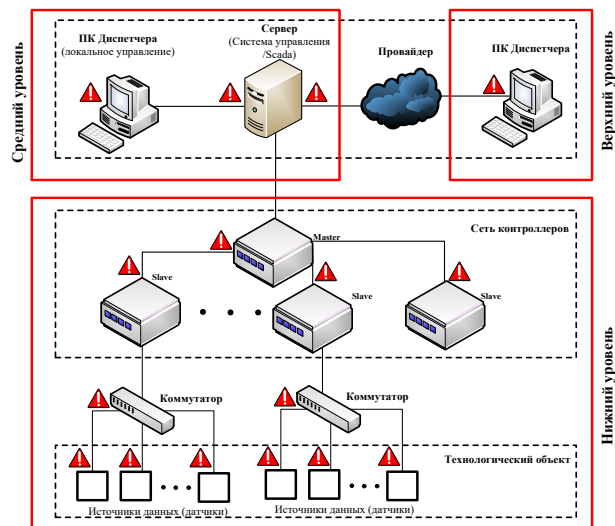


Рис. 1. Обобщенную структурную схему дистанционного контроля и управления ТО

- атака на человеко-машинный интерфейс SCADA – системы и программируемые логические контроллеры (ПЛК) – различного рода Web- технологии, способные повлечь за собой изменение режимов обмена данными, нарушение управления, дезинформирование о тревожных сообщениях от технологических объектов и т.д.;
- атаки на контроллеры ПЛК, изменение прошивки, влекущие за собой отказ в обслуживании и позволяющие получить важную информацию о промышленном процессе или отправить в систему опасные команды;
- атаки на проектные файлы ПЛК, направленные на изменение программного кода и модификацию алгоритма управления, что также может привести к неблагоприятным обстоятельствам для системы в целом.

С учетом определенных угроз рассмотрены основные методы обеспечения ИБ.

#### А. Защита элементов «нижнего» уровня

Для защиты от несанкционированного доступа на «нижнем» уровне предлагается изолировать объекты, а именно:

- ввести системы контроля и управления доступом (СКУД) сотрудников в помещения с управляющими элементами нижнего уровня;
- введение средств обнаружения, позволяющих контролировать процесс функционирования ТО (охранная сигнализация, системы видео наблюдения прочие средства контроля за состоянием оборудования);
- введение системы ликвидации угроз, которые в случае отклонения режима работы оборудования от нормального противодействует его дальнейшему ухудшению и способствует возврату к первоначальному состоянию, например средства управления производственным оборудованием, возвращающие его в нормальный режим или приостанавливающие его работу);

- отключать функцию удаленного программирования контроллера, запретить возможность перепрограммирования контроллера, тем самым изолировав его от внешних незапланированных воздействий.

### В. Защита элементов «среднего» уровня

К элементам «среднего» уровня относится SCADA-система, выполняющая функции сбора информации с устройств «нижнего» уровня и передачу их на «верхний» уровень. Особенностью данного уровня является использование специализированных программных средств, различных для каждой SCADA-системы, которые могут вступать в конфликт со стандартными средствами защиты, такими как антивирусы, средства защиты информации (СЗИ) от несанкционированного доступа (НСД). Это может привести к сбоям в работе SCADA. В связи с этим, нужно оптимальнее использовать средства защиты, минимально воздействующих на информационную систему данного уровня.

Одним из таких методов может быть применение межсетевых экранов, позволяющих ограничить атаки со стороны верхнего уровня. Особенно данная задача актуальна при использовании для обмена данными между SCADA-системой и АСУ ТП общедоступных каналов связи.

В связи с тем, что промышленные протоколы, такие как ModBus, фактически не предусматривают механизмов защиты информации, то становится актуальной защита как от злоумышленников, подключившихся к промышленной сети, так и от атак от зараженных компьютеров SCADA. Существует необходимость в специальных МСЭ для промышленных протоколов.

### С. Организация одностороннего межсетевого взаимодействия

Для защиты сегмента АСУ ТП от попыток НСД со стороны корпоративного сегмента ЛВС применяются системы одностороннего межсетевого взаимодействия, которое может быть реализовано как на программном уровне, так и на аппаратном. [2]. Это уменьшает вероятность использования злоумышленником скрытых каналов, в частности использования VPN-туннелей. На рис.2 представлена типовая схема применения однонаправленного канала, который позволяет ограничить воздействие на АСУ ТП со стороны корпоративной сети предприятия [2].



Рис. 2. Однонаправленная схема одностороннего взаимодействия

### Д. Проведение верификации (контрольной суммы) на маршрутизаторах

Механизм определения контрольной суммы заголовка обеспечивает правильную передачу дейтаграммы через сеть. Перед передачей вычисляется контрольная сумма, которая вносится в заголовок дейтаграммы. При получении дейтаграммы удаленной системой вычисляется контрольная сумма полученной дейтаграммы и сравнивается со значением контрольной суммы в ее заголовке. При обнаружении ошибки дейтаграмма отбрасывается [3].

### Е. Защита элементов «верхнего» уровня

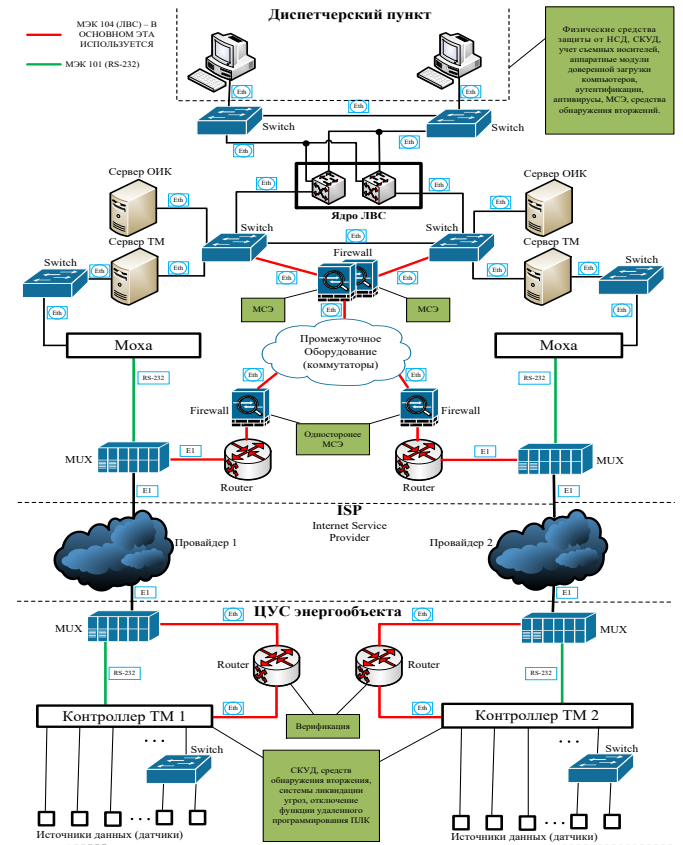


Рис. 3. Обобщенная структурная схема сбора данных с удаленных объектов электроэнергетики

Угрозой на верхнем уровне может служить не только ошибочные действия сотрудников организации, но и намеренное причинение ущерба. Поэтому все действия по защите доступа к данным направлены на разделение прав доступа к ресурсам сотрудников. В связи с тем, что функционирование данного уровня не влияет на параметры работы удаленных ТО в краткосрочной перспективе, то можно применять стандартные методы защиты информационной системы:

- аппаратные модули доверенной загрузки компьютеров;
- применение строгой аутентификации;
- антивирусы;
- межсетевое экранирование (МСЭ);
- средства обнаружения вторжений.
- учет съемных носителей, что позволит перекрыть канала распространения вирусов;
- использование системы контроля и управления доступом к помещениям с информационными ресурсами.

В процессе анализа были рассмотрены все возможные угрозы НСД и меры противодействия им, на основании чего была составлена таблица, в которой показаны сравнительные характеристики методов защиты.

Ознакомившись с принципом действия угроз НСД и мерами по их противодействию была выявлен тот факт,

СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ ЗАЩИТЫ ОТ НСД

Угроза/атака	Методы защиты	Стоимость внедрения	Степень защиты от НСД из сети	Степень защиты от физического НСД
Несанкционированный физический доступ, порча оборудования	Система контроля и управления доступом (СКУД)	Высокая	Не защищает	Хорошая защита
	Средства обнаружения угроз	Средняя	Не защищает	Хорошая защита
Отклонение от нормальной работы оборудования, утечки данных.	Средства ликвидации угроз	Средняя	Не защищает	Хорошая защита
Дистанционное внесение изменений в прошивку ПЛК	Отключение функции удаленного программирования ПЛК	Низкая	Хорошая защита	Хорошая защита
Несанкционированное воздействие на оборудование или канал связи, препятствующее дальнейшему управлению удаленными ТО	Резервирование оборудования и каналов связи	Высокая	Хорошая защита	Хорошая защита
Несанкционированный доступ к сети или отдельным компьютерам со стороны внешних сетей	Межсетевое экранирование	Высокая	Хорошая защита	Не защищает
Угрозы внешнего воздействия на системы АСУ ТП	Одностороннее межсетевое взаимодействие	Средняя	Хорошая защита	Не защищает
Нарушение целостности передаваемой информации, утечка информации	Верификация (контрольная сумма)	Низкая	Хорошая защита	Не защищает
Умышленное причинение вреда обслуживающим персоналом	Использование электронных ключей	Низкая	Не защищает	Хорошая защита
Распространение вредоносного ПО, кража конфиденциальной информации об объектах	Учет съемных носителей персонала, защита от копирования	Низкая	Не защищает	Хорошая защита
Несанкционированный доступ к программной оболочке и управлению ТО	Идентификация	Низкая	Хорошая защита	Хорошая защита
	Аутентификация	Низкая	Хорошая защита	Хорошая защита
	Разграничение прав доступа	Низкая	Хорошая защита	Хорошая защита
Раскрытие конфиденциальности перехваченных данных	Введение системы шифрования/расшифрования	Средняя	Хорошая защита конфиденциальности, но не эффективна при нарушении целостности и доступности	Не защищает
Установка ложных обновлений, вредоносного ПО, распространение вирусов с целью вывода из строя основного оборудования	Тестирование обновлений и прочего ПО на резервных компьютерах	Средняя	Хорошая защита	Хорошая защита

что отдельные методы и средства защиты не способны организовать высокий уровень защищенности данных получаемых от ТО. Для решения данной проблемы требуется комплексная реализация средств защиты от НСД.

Пример расположения средств защиты от НСД показан на рис. 3. Таким образом, обеспечение высокого уровня защищенности удаленных технологических объектов обеспечивается за счет ограничения доступа к промышленным контролерам, датчикам и исполнительным устройствам, начиная с верхнего уровня. При этом требуется использовать комплексный подход к защите, заключающийся в применении совместно организационных, физических и программно-аппаратных средств защиты. Также рекомендуется применение аппаратных средств защиты, которые будут минимально воздействовать на программное обеспечение SCADA-систем. Необходимо отметить, что протоколы нижнего уровня не содержат средств защиты от информационных угроз.

В связи с этим, существует необходимость разработки средств защиты для нижнего уровня, например, межсетевых экранов, средств обнаружения вторжения для промышленных протоколов передачи данных.

**Список литературы**

- [1] Современное состояние и тенденции развития электроэнергетики России. [Электронный ресурс]. – Электрон. дан.- sga-gos.narod.ru [М.]: 2012. – Режим доступа <http://www.vevivi.ru/best/Sovremennoe-sostoyanie-i-tendentsii-razvitiya-yelektroyenergetiki-Rossii-refl130578.html>. – 02.05.2016.
- [2] Защита АСУ ТП: от теории к практике. [Электронный ресурс]. – Электрон. дан.- studfiles.ru [М.]: 2012. – Режим доступа <http://www.itsec.ru/articles2/Oborandteh/zaschita-asutp-ot-teorii-k-praktike>. – 02.05.2016.
- [3] Стек протоколов TCP/IP. [Электронный ресурс]. – Электрон. дан.- studfiles.ru [М.]: 2014. – Режим доступа [http://www.agpu.net/fakult/ipimif/fpiit/kafinf/umk/el\\_lib/calc\\_system/lab\\_work\\_net/kulgin\\_4.htm](http://www.agpu.net/fakult/ipimif/fpiit/kafinf/umk/el_lib/calc_system/lab_work_net/kulgin_4.htm) – 02.05.2016.
- [4] Информационная безопасность предприятия [Электронный ресурс]. – Электрон. дан.- studme.org [М.]: 2014. – Режим доступа [http://studme.org/1120061121678/ekonomika/informatsionnaya\\_bezopasnost\\_predpriyatiya](http://studme.org/1120061121678/ekonomika/informatsionnaya_bezopasnost_predpriyatiya) – 20.05.2016.
- [5] Концепция информационной безопасности промышленных предприятий. [Электронный ресурс]. – Электрон. дан.- bibliofond.ru [М.]: 2014. – Режим доступа <http://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=655894> – 20.05.2016.

# Перспективы развития программы контроля перетоков и ограничений в сечениях (АИС «Energys СОДП» КПОС)

И.Д. Поляков, П.А. Парамонов

Филиал «СО ЕЭС» Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Урала  
Екатеринбург, Россия  
polyakovid@ural.so-ups.ru

Текущий уровень развития энергетических систем требует современных комплексов программных средств для поддержания безаварийной работы ЭС в реальном времени. В этом году в ОАО «СО ЕЭС» и его филиалах осуществляется внедрение новой автоматизированной информационной системы определения допустимых перетоков АИС «Energys СОДП» КПОС, которая предназначена для определения значений перетоков по сечениям в реальном времени, просмотра их ретроспективных значений, а также расчета величин перетоков при моделировании состояния оборудования и задания величин влияющих факторов. Функционал данной программы может быть значительно расширен. В частности, в него могут войти такие функции, как определение допустимых перетоков при прогнозировании электрического режима, при выполнении «точного расчета» установившегося электрического режима во время решения задачи вывода в ремонт сетевого оборудования. В рамках текущей работы разбираются возможные решения, которые позволяют дополнить функционал данной автоматизированной информационной системы с целью охвата большего числа функций, необходимых диспетчерскому и технологическому персоналу для успешного выполнения различного рода работ. Также в ней анализируется целесообразность предлагаемых решений.

*Ключевые слова: сечение, допустимый переток, оценивание состояния, программный интерфейс.*

## The development of prospects for the network capacity software (AIS «Energys SODP» KPOS )

I.D. Polyakov, P.A. Paramonov

“System Operator of the Unified Power System”, Ural Dispatching Control Branch Office  
Yekaterinburg, Russia  
polyakovid@ural.so-ups.ru

Current level of the development of energy systems requires modern software systems to support the trouble-free operation of ES in real time. This year the new automated information system for determining acceptable flows AIS “Energys SODP” KPOS is being implemented in “SO UPS” and its branches. It is designed to determine the real-time flows of sections, views of its historical values, calculation of flows in the simulated states of the equipment and setting control actions. The program functionality can be significantly extended. In particular, it can include such functions as the definition of acceptable flows in predicting electrical steady-state mode or performing electrical steady-state mode calculation for the output decision of network equipment repair. The article demonstrates different solutions which allow expanding functionality of the automated information system in order to include more functions, which are necessary for dispatchers and technological staff for carrying out successfully various kinds of work.

*Keywords: section, network capacity constrains, state estimation, API.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

За последние десятилетия рост вычислительных мощностей позволил перейти от упрощенного анализа работы энергосистем (ЭС) к более детальному и, с учетом дальнейшего развития компьютерной техники, качество выполняемых расчетов будет только расти. В то же время, внедрение рыночной системы в электроэнергетике заставило пересмотреть подходы к оптимизации электроэнергетического режима и его оперативного ведения при сохранении и даже повышении надежности функционирования энергетических систем. Все вышперечисленные факторы требовали внедрения новых и модернизации используемых программных комплексов.

По состоянию на 28.05.2015 г. в Системном операторе существовало 35 стратегических инициатив ИТ-Политики, которые были детализированы в 55 проектах, из них в работе находилось 32 проекта. Часть проектов связана с модернизацией и разработкой новых программных комплексов и систем.

При внедрении новых информационных систем, одной из проблем является их интеграция с действующими системами с целью не только повысить автоматизацию процессов и качество выполняемого анализа, но и снизить объем работ по проектированию новых программных комплексов, а также упростить процесс сопровождения нормативно-справочной информации (НСИ) программ.

В этом году в ОАО «СО ЕЭС» (СО) и его филиалах осуществляется внедрение новой автоматизированной информационной системы определения допустимых перетоков (АИС «Energys СОДП» КПОС). Значения допустимых перетоков сечений учитываются в задаче оптимизации, как ограничения, и используются диспетчерами при управлении электроэнергетическим режимом. Актуализация значений допустимых перетоков является важной и объемной повседневной задачей. Значения перетоков требуют постоянной актуализации по ряду факторов. Они зависят от ремонтных схем, температуры наружного воздуха, влияющих на величину допустимых перетоков факторов, работы органов противоаварийной автоматики. Целью разработки системы являлось унифицирование процесса ведения и сопровождения информации о перетоках на всех уровнях диспетчерского управления и обмен получаемыми расчетными величинами с другими программными комплексами. Помимо существующих, в разрабатываемую систему могут быть добавлены дополнительные решения, позволяющие дополнить ее функционал с целью охвата большего числа функций, необходимых диспетчерскому и технологическому персоналу для успешного выполнения различного рода работ.

## II. ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДОПУСТИМЫХ ПЕРЕТОКОВ

### A. Описание системы

АИС «Energys СОДП» КПОС состоит из веб-приложения Системы определения допустимых перетоков (СОДП) и windows-приложения Контроля перетоков и ограничений в сечениях (КПОС2). СОДП предназначена для централизованного ведения НСИ и выполнения прогнозных расчетов значений допустимых перетоков в сечениях, с целью загрузки полученных результатов в расчетную модель ЭС. КПОС2 используется для контроля за фактическими значениями перетоков в реальном времени, а также выполнения расчета их ограничений по показаниям телеметрии, загруженной за текущий или ретроспективный момент времени с возможностью её коррекции. АИС «Energys СОДП» КПОС выполняет функции:

- ведения базы данных инструкций с правилами расчета допустимых перетоков;
- автоматизации процесса расчета допустимых перетоков для нормальных и ремонтных схем электрической сети с учетом влияющих факторов (ВФ) и температуры наружного воздуха (ТНВ) для использования полученных значений в задачах краткосрочного и долгосрочного планирования, а также отображения этих параметров при оперативном управлении электроэнергетическим режимом диспетчерами;
- контроля фактических перетоков в реальном времени с учетом складывающихся ремонтных схем и актуальных значений ВФ;
- формирования режимных указаний по складывающемуся состоянию сети на основании данных о ремонтах.

На настоящий момент реализовано взаимодействие системы с основными корпоративными программными комплексами, что позволяет:

- использовать единую систему справочников для загрузки информации о сечениях и элементах, из которых они состоят;
- получать значения ТНВ для прогнозного и текущего расчетов;
- подгружать в систему заявки на электросетевое и генерирующее оборудование за выбранную дату для получения актуального состояния топологии электрической сети;
- выполнять расчеты перетоков на прогнозируемые режимы работы сети и выгружать получаемые значения в файл модели ЭС, для проведения оптимизационных расчетов;
- формировать оповещения в оперативно информационный комплекс (ОИК) о превышении перетоками допустимых значений, а также записывать в ОИК актуальные рассчитанные значения ограничений перетоков.

Система способна решать объемный перечень задач диспетчеризации, а предлагаемая автоматизация подкачки и трансляции данных позволяет избежать ошибок на этапе переноса информации пользователями из одного программного комплекса в другой.

### B. Преимущества и недостатки системы

АИС «Energys СОДП» КПОС обладает широким функционалом и высокой степенью интеграции в информационную среду СО, что является существенными преимуществами системы перед эксплуатируемыми на настоящий момент аналогами. Она позволяет вести единую базу НСИ, содержащую инструкции по определению допустимых перетоков в сечениях, и обмениваться этими данными внутри компании, что сокращает объемы работ по сопровождению базы сечений и задает единые требования по её ведению.

К недостаткам системы можно отнести использование значений телеметрии напрямую из ОИК без выполнения дополнительных расчетов для получения наиболее вероятных параметров электрического режима. Кроме того, исходя из заявленного функционала, система разработана для формирования режимных указаний по складывающемуся состоянию сети на основании данных по планируемым ремонтам. Этими указаниями являются расчетные значения допустимых перетоков в сечениях, получаемые при условии вывода оборудования в ремонт, что является недостаточным для разрешения ремонтов диспетчерами. Помимо рассчитанных значений перетоков для понимания перспективной ситуации им нужны данные о прогнозе электрического режима, так как после выполнения переключений на электроустановках режим может значительно измениться.

На настоящий момент в ОДУ Урала задачи контроля заперетоками и вывода оборудования в ремонт решаются с помощью программного комплекса «Советчик диспетчера» (ПК СД). В сравнении с АИС «Energys СОДП» КПОС, ПК СД имеет плюсы, в виде реализованной возможности оценивания данных телеметрии, решения задачи вывода линий и систем шин в ремонт, а также выполнения точечного расчета электрического режима на основании заданного набора исходных данных, и недостатки, такие как низкая степень интеграции, а также то, что он

является локальным средством автоматизации, что усложняет процесс его сопровождения и создает проблемы для введения во всех филиалах СО.

### III. ВОЗМОЖНЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ С ПОМОЩЬЮ ЕЁ ИНТЕГРАЦИИ С КОРПОРАТИВНЫМИ ПРОГРАММНЫМИ КОМПЛЕКСАМИ

Как уже отмечалось ранее, организация взаимодействия разрабатываемых продуктов с существующими системами может расширить перечень решаемых новой системой задач при незначительном увеличении объемов работ по ее разработке. В следующих разделах будут приведены возможные перспективы развития функционала АИС «EnergysСОДП» КПОС и проанализирована их целесообразность.

#### A. Использование в качестве исходных данных для расчета оцененных телеизмерений

КПОС2 осуществляет вывод на экранную форму фактических значений перетоков по сечениям в реальном времени и их расчетных предельных величин. Контролируемым значением перетока является сумма телеизмерений (ТИ) потоков активной мощности по элементам электрической сети. Ввиду наличия погрешностей и ошибок в передаваемых с объектов диспетчеризации измерениях требуется обработка телеметрии перед её использованием. Частично для этих целей используется ОИК. Он выполняет простые проверки входящей телеметрии на превышение заданных предельных значений, но в ситуациях, когда отклонения входят в допустимые пределы или измерения передаются с задержкой по времени, этого недостаточно. Считается, что измерения с ошибками отклоняются от своих действительных значений в соответствии с нормальным распределением Гаусса и не зависят друг от друга [1]. В связи с этим, сумма ТИ может быть ближе к фактическому значению, чем отдельно взятое измерение, а может и отклоняться при завышении или занижении большинства измерений, из которых она состоит. Обычно для получения наиболее вероятных значений измерений используются алгоритмы оценивания состояния. Необходимость их применения для решения задач диспетчеризации неоднократно подчеркивалась в статьях, публикуемых представителями СО [2, 3].

Для анализа необходимости выполнения оценивания состояния перед использованием ТИ в расчете фактических значений перетоков была сделана пятидневная выборка их оцененных значений, а также взятых напрямую из ОИК величин. Рассчитанные на основании оцененной телеметрии и необработанной телеметрии из ОИК максимальные отклонения фактических перетоков в среднем не превышали 5-7%.

Также был произведен анализ отклонений активной мощности измеренных от оцененных значений. Для определения минимального, максимального и среднего числа их отклонений было взято 42 выборки измерений за разные моменты времени в рамках одного дня. Результаты анализа приведены на рис.1. В среднем в каждой выборке присутствовало 488 измерений.

Анализ результатов показал, что ошибки от 100% и выше возникают в измерениях с практически нулевым значением инъекции или потоков активной мощности. Случаи попадания других измерений в эту группу ошибок единичны и скорей всего вызваны задержкой передачи

телефигнала. Преобладающее число ошибок в диапазоне от 20% до 100% не достигает 50 МВт. Крайне редко встречаются случаи попадания в эту категорию измерений от 50 до 100 МВт. В группу ошибок от 10% до 20% попали измерения различной величины, но преобладающее их число не превышает 200 МВт. В дальнейшем эта тенденция, при которой содержащие наибольшие значения измерения имеют наименьшие ошибки, сохраняется.

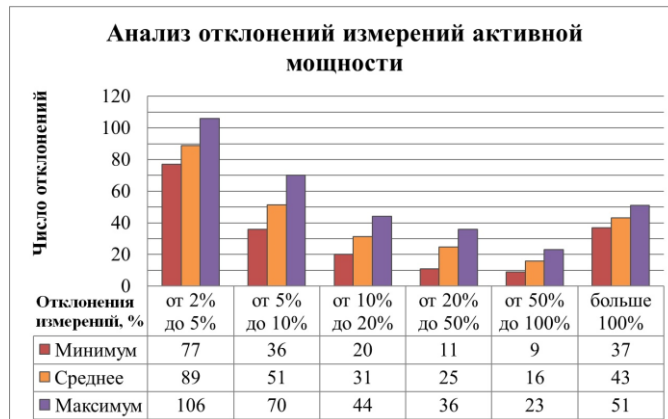


Рис. 1. Результаты анализа отклонений измерений активной мощности

Полученные результаты свидетельствуют о том, что выполнение оценивания состояния перед расчетом фактических значений перетоков является желательным, но не обязательным. О возникшей недостоверности в измерениях может оповещать ОИК, замещая телеизмерение дублирующим значением.

#### B. Решение задачи вывода оборудования в ремонт

При ведении режима диспетчер выполняет большое количество переключений. Некоторые переключения незначительно влияют на электрический режим, а некоторые существенно, заставляя диспетчера перед их выполнением отдавать команды на разгрузку и загрузку оборудования во избежание ситуации выхода за допустимые значения перетоков. При выполнении своих функций, закрепленных в локальной документации, диспетчеру при разрешении заявки требуется выполнить прогноз электрического режима в ПК СД, который может автоматически загрузить телеметрию, за заданный момент времени, и позволит выполнить её коррекцию с целью получения исходных данных для расчета перспективного электрического режима. Далее, сформированный набор данных попадет в ПК Космос, который выполнит расчет установившегося режима и предоставит диспетчеру наиболее вероятный прогнозируемый режим. При этом, откорректированный набор телеметрии используется в ПК СД для расчета актуальных значений допустимых перетоков по заданным формулам. Полученные результаты выводятся на экран в единой таблице, упрощая дальнейший анализ и предоставляя диспетчеру необходимую информацию для подготовки электроэнергетического режима. На рис. 2 приведен пример таблицы, содержащий результаты расчета задачи вывода линии в ремонт при отключении одной из линий без внесения дополнительных корректировок. Для примера был специально взят тяжелый режим, требующий дополнительных действий диспетчера для разрешения вывода линии в ремонт. Имеющаяся в ПК СД возможность внесения дополнительных изменений позволяет выполнить точечную коррекцию режима и перейти к электриче-



скому режиму, удовлетворяющему заданным ограничениям перетоков в сечениях, приведенному на рис. 3.

Разработанный интерфейс СД минимизирует количество действия для получения необходимой информации о режиме и позволяет эффективно решать задачу вывода оборудования в ремонт в реальном времени. Проблема заключается в том, что в СОДП и КПОС аналогичный интерфейс отсутствует. Актуальные значения ограничений перетоков можно получить с помощью КПОС, но в таком случае все отклонения от загруженных данных диспетчеру придется вносить вручную параллельно в два комплекса, что увеличит время выполнения операций и понизит оперативность работы диспетчерского персонала. В повседневные задачи диспетчерского персонала СО входит, в том числе, производство переключений по вводу в работу и выводу в ремонт электросетевого и генерирующего оборудования, поэтому повышение числа операций в программных комплексах увеличит время принятия решений диспетчером. К тому же, двойной ввод однотипной информации в несколько комплексов и процесс сопоставления результатов увеличивает вероятность ошибки.

Как было отмечено во введении, внедрение новых программных комплексов должно минимизировать объемы работ по их проектированию и учитывать текущие решения для установления взаимодействия с ними и повышения числа решаемых задач. Поставленную проблему можно решать тем же методом, что и в ПК СД – путем обмена данными между открытыми программными интерфейсами ПК Космос и КПОС2. Так как структуры входного набора данных в ПК Космос уже известны, открытие интерфейса КПОС2 для обмена отклонениями от текущего режима может позволить снизить количество действий диспетчера и получить полный объем необходимых данных для решения задачи вывода оборудования в ремонт.

#### IV. Выводы

АИС «Energys СОДП» КПОС является перспективной системой, на основании которой может быть реализован большой круг задач для диспетчерского и технологического персонала. Открытие части её программного интерфейса может расширить применение системы, а также помочь проанализировать целесообразность и необходимость добавления новых функций в будущие версии программы. В данной статье были приведены решения, позволяющие автоматизировать выполняемые диспетчерами

задачи. Включение их в функционал системы повысит оперативность работы диспетчерского персонала.

Наименование ОС или ВЛ	Р факт	Р оценка	Р прогноз	ОГР	МДП	Определяющий фактор
РФ-ИС	1023	1007	1753	1341	10.	[ТАГ-РФ] РФ-ИС 20
РФ-ТАГ+РФ-ИС+РФ-Рф1	2064	2037	1858	2800	2000	1.[ТАГ-РФ] АРС РефтГРЭС 7
ЗВЕ-ВЯ+ВО-ВЯ+Зве-Фа	435	435	432	580	4.	[ТАГ-РФ] Сечение 1
+Зв2-Фа						АПНУ ПС 500 кВ Вятка 5
КАГ-Уд+Кауч-Метал	1136	1151	989	1231	4.	[ТАГ-РФ] Выдача мощности ВотГЭС №3 151
ВО-ВотАТ3+ВО-ВотАТ2	134	129	100	430	4.	[ТАГ-РФ] АТГ 2,3 ВотГЭС 146
ЖИТ-ИР	254	257	293	660	10.	[ТАГ-РФ] 18 ИР-ЖИТ 93
КАГ-Уд+Во-Иж+Во-Иж2	1442	1435	1282	1822	10.	[ТАГ-РФ] Выдача мощности ВотГЭС №1 45

Рис. 2. Пример выходной таблицы

Наименование ОС или ВЛ	Р факт	Р оценка	Р прогноз	ОГР	МДП	Определяющий фактор
РФ-ИС		741	1255	1341	10.	[ТАГ-РФ] РФ-ИС 20
ЗВЕ-ВЯ+ВО-ВЯ+Зве-Фа		430	429	580	4.	[ТАГ-РФ] Сечение 1
+Зв2-Фа						АПНУ ПС 500 кВ Вятка 5
ВО-ВотАТ3+ВО-ВотАТ2		71	51	430	4.	[ТАГ-РФ] АТГ 2,3 ВотГЭС 146
КАГ-Уд+Кауч-Метал		908	797	1231	4.	[ТАГ-РФ] Выдача мощности ВотГЭС №3 151
ЖИТ-ИР		169	195	660	10.	[ТАГ-РФ] 18 ИР-ЖИТ 93
РФ-ТАГ+РФ-ИС+РФ-Рф1		1495	1360	2800	2000	1.[ТАГ-РФ] АРС РефтГРЭС 7
ВО-ВЯ+Во-Иж+Во-Иж2		964	934	1640	10.	[ТАГ-РФ] Выдача мощности ВотГЭС №2 150

Рис. 3. Пример скорректированного режима

#### Список литературы

- [1] AburA., Gómez-ExpósitoA. PowerSystemStateEstimation: TheoryandImplementation – MarcelDekker, 2004 – 336 с.
- [2] Аюев Б.И., Демчук А.Т., Прихно В.Л. Иерархическая система расчета текущего режима Единой энергетической системы по данным телеизмерений//Энергетик. – 2004. – №5. – С.9 – 12.
- [3] Прихно В.Л. Иерархические принципы формирования моделей установившихся режимов на основе телеметрической информации // Техн. электродинамика. Тематический выпуск. Часть 1, Киев, 2006. С. 22-27.

# Разработка автоматизированного метода мониторинга синхронных качаний в энергосистеме по данным ТИ активной мощности

М.Д. Раитин

ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»  
Томск, Россия  
jhosh1212@gmail.com

Аварийные процессы в энергосистеме часто приводят к синхронным качаниям, которые с течением времени могут затухать, возрастать или оставаться неизменными. Увеличение амплитуды качаний может являться причиной нарушения динамической, статической устойчивости и появлению асинхронного хода. В настоящее время у диспетчерского персонала отсутствует отдельный визуальный индикатор о наличии синхронных качаний, более того нет информации о том, где конкретно происходят качания и наличие таких данных являлось бы полезной информацией. Поэтому задача фиксации синхронных качаний в энергосистеме является актуальной. При разработке программы, которая фиксирует наличие синхронных качаний была использована база данных реального времени ОИК (СК-2007). В качестве языка программирования применялся C#, в котором происходило разложение по активным мощностям в ряд Фурье. В конфигурационном файле происходит задание уставок по активной мощности и частот гармоник. Разработанная программа является пригодной в реальных условиях мониторинга ЭЭС.

*Ключевые слова: синхронные качания, активная мощность, аварийные процессы, ряд Фурье, гармоника.*

## Development of the automated monitoring methods synchronous swing in power systems according to telemetry of active power

M.D. Raitin

National Research Tomsk Polytechnic University  
Tomsk, Russian Federation  
jhosh1212@gmail.com

Emergency processes in the power system can lead to simultaneous swings, which over time can decrease, increase or remain constant. Increasing the amplitude of the simultaneous swings could be cause disturbances of the transient, steady-state stability and the incident of an asynchronous condition. At the moment there is no separate dispatching personnel a visual indicator of the availability of synchronous swing, moreover there is no information about where swing occurs specifically and availability of such data would be useful information. Therefore, the task of fixing the synchronous swings in the power system is up to date. During developing a program that registers the presence of synchronous swing, there was used the real-time database of the SCADA СК-2007. Fourier active power transformation has been used in C# as programming language. The settings of set-point for active power and harmonic restraint in the configuration file. The developed software is useful in actual electric power system monitoring conditions.

*Keywords: synchronous swing, active power, emergency processes, Fourier series, harmonic.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетическая система представляет собой сложную техническую связь энергообъектов, предназначенных для производства, распределения и потребления электроэнергии. Электроэнергия в современном мире необходима во всем технологическом производстве. Практически невозможно представить современный мир без электричества. Выработка электроэнергии должна быть постоянной и бесперебойной, это должно быть обеспечено строгим контролем всей системы. Мониторинг системы осуществляется путем приема данных с телемеханики, которая обеспечивает удаленный централизованный контроль за большим количеством энергообъектов. В даль-

нейшем вся информация поступает в специализированную базу данных ОИК.

ОИК является оперативно-информационным комплексом реального времени, предназначенным в первую очередь для приёма, обработки, хранения и передачи телеметрической, отчётной и плановой информации о режиме работы энергетических объектов, сетей и систем и предоставления гибкого доступа к ней различным пользователям и внешним автоматизированным системам.

ОИК обеспечивает:

- прием и передачу информации с помощью телемеханики;

- достоверизация информации, которая при успешной обработке заносится в базу данных ОИК;
- хранение информации;
- дорасчет информации;
- подсистема отображения[1].

Вся информация, записываемая в базу данных, должна быть достоверной, чтобы персонал на диспетчерском пульте работал с реальными данными процессов в энергосистеме. На данный момент у диспетчерского персонала отсутствует визуальная индикация синхронных качаний. Наличие такой индикации позволяет оперативно принимать решение на основе новых параметров в энергосистеме.

Синхронные качания могут приводить к нарушению устойчивости системы и появлению асинхронного хода, поэтому обеспечение надежной фиксации по активным мощностям в ЛЭП является необходимой [2].

Данная работа опирается на СТО 17330282.29.240.004-2008, регламентированным системным оператором ОАО «СО ЕЭС».

## II. ФУНКЦИИ ПРОГРАММЫ

Программа предназначена для выявления синхронных качаний в ЭЭС. Для этого выполняется чтение телеизмерений и последующим разложением в ряд Фурье активных мощностей. Уставка по активной мощности и период чтения телеизмерений задаются в настройках программы. Превышение условия срабатывания свидетельствует о наличии синхронных качаний в ЭЭС. В работе задавалась уставка по активной мощности, равная 5 МВт. Время изменения телеизмерения: 1 сек.

Диаграмма осуществления программы представлена на рис. 1.



Рис. 1. Диаграмма осуществления программы

Интерфейс мониторинга синхронных качаний в энергосистеме представлен на рис. 2.

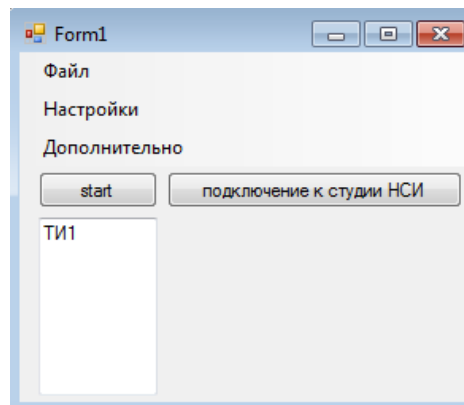


Рис. 2. Интерфейс мониторинга синхронных качаний в энергосистеме

Программа мониторинга синхронных качаний в энергосистеме обладает рядом преимуществ:

- получение данных активных мощностей является удобным, поскольку изменение активной мощности при синхронных качаниях имеет ярко выраженную амплитуду в отличие от частоты;
- обеспечение надежной работы программы совместно с СК-2007;
- интуитивно понятный интерфейс для изменения уставок и времени телеизмерений.

Всё это даст диспетчерскому персоналу дополнительную информацию о возмущениях в энергетической системе.

Следует учесть, что разработанная программа предназначена только для фиксации наличия синхронных качаний. Дальнейшие мероприятия по устранению возмущений или других действий остаются за диспетчерским персоналом.

## Список литературы

- [1] Оперативно-информационный комплекс СК-2007С. Том 9. ЗАО «Монитор Электрик», 2013. – 126 с.
- [2] Ю.В. Хрущев, К.И. Заповодников, А.Ю. Юшков. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах // Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 160 с.

# Программно-аппаратный комплекс управления внутренним освещением

М.Ф. Садыков, Р.Р. Шириев, Т.Г. Ямбаева, М.П. Горячев  
ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»  
Казань, Россия  
goryachev91@mail.ru

В настоящее время существуют различные варианты систем управления освещением: от простого до самого сложного, когда с помощью специализированного программного обеспечения можно создавать сценарии освещения любой сложности.

Мы предлагаем реализацию подобной, но более экономичной системы, оснащенной нашими блоками управления освещением, при помощи которой будет возможно получение параметров, а также их мониторинг и контроль, что позволит повысить энергоэффективность систем освещения.

*Ключевые слова: умный дом, система освещения, умное освещение, интеллектуальное освещение, умный дом, управление освещением, энергоэффективность.*

## Hardware-software complex for the systems control indoor lighting

M.F. Sadykov, R.R. Shiriyevev, T.G. Yambaeva, M.P. Goryachev  
FSBEI HPE «Kazan State Power engineering university»  
Kazan, Russia  
goryachev91@mail.ru

Currently, there are various options for lighting control systems, from simple to the most complex, when with the help of specialized software, you can create lighting scenarios of any complexity.

We offer the realization of this, but it is more cost-effective system, equipped with our lighting control units, through which it will be possible to obtain the parameters, as well as their monitoring and control, which will increase the energy efficiency of lighting systems.

*Keywords: smart house, lighting system, smart lighting, intelligent lighting, intelligent home lighting control, energy efficiency.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Система управления освещением – это интеллектуальная сеть, целью которой является осуществление контроля за различными световыми решениями, обеспечивающими связь между внешними и внутренними системами освещения. При данном управлении используется один или несколько центральных вычислительных устройств. Системы управления освещением служат для обеспечения нужного количества света, когда и где это необходимо [1].

Системы управления освещением используются для максимизации экономии энергии, удовлетворяют строительным нормам, а также соответствуют стандартам зеленого строительства и энергосберегающих программ. Системы управления освещением часто встречаются под названием «умное освещение».

Термин «управление освещением» обычно используется для определения автономного управления освещением внутри помещения. Оно включает в себя датчики присутствия, которые соединены проводной сетью для автономного контроля освещения в помещении. Регулировка происходит вручную, в зависимости от местоположения устройства.

Понятие «система управления освещением» характеризуется как интеллектуальная система устройств по контролю

над освещением. Такая система включает в себя различные реле, датчики присутствия, световые переключатели, в том числе и сенсорные. Она также может улавливать сигналы от других систем здания (такие как пожарная сигнализация). Регулировка системы происходит как локально, так и через центральный компьютер, с помощью программного обеспечения или других интерфейсных устройств.

Основным преимуществом системы управления освещением над автономным управлением освещения или над обычным ручным переключением света является способность контролировать отдельные световые приборы или группы приборов из единого центра. Возможность одновременно контролировать несколько источников света с одного устройства позволяет создать нужную световую атмосферу, в зависимости от предназначения помещения в тот или иной период времени. Одним из важнейших преимуществ системы управления освещением является снижение энергопотребления. Ещё одно преимущество – это увеличение продолжительности срока службы электрических ламп за счет энергосбережения. Беспроводные системы управления освещением также позволяют снизить затраты на установку и предполагают больше вариантов размещения датчиков и выключателей.

## II. РАЗРАБАТЫВАЕМАЯ СИСТЕМА И ЕЕ ВОЗМОЖНОСТИ

Разрабатываемая система состоит из персонального компьютера, специализированного ПО (программного обеспечения), светильников с блоком управления и драйвером регулировки яркости, которые связаны между собой посредством беспроводной сети. Персональный компьютер с установленным на него специализированным программным обеспечением служит источником управляющего сигнала. Наша система имеет наиболее широкие возможности из всех встраиваемых систем, она позволяет:

- применять любые цветодинамические эффекты как для группы, состоящей из одинаковых светодиодных светильников, так и для группы, состоящей из светильников разных моделей;
- создавать, сохранять и редактировать сценарии подсветки и освещения любой длительности, состоящие из любого количества эффектов;
- регулировать яркость и насыщенность света;
- контролировать уровень потребления тока;
- просматривать созданный сценарий освещения в вузе в режиме реального времени (например, с помощью единого диспетчерского центра управления и мониторинга работы всей системы, установленного в центре энергосбережения КГЭУ);

- добавлять новые устройства в сеть; отражается только на программе компьютера (например, будет возможно собирать данные счетчиков воды или контролировать открывание двери в аудитории);
- возможность автоматического включения/выключения освещения по факту наличия/отсутствия людей в помещении; временные интервалы таймера задержек выключения освещения от датчиков движения и датчиков освещенности могут задаваться пользователем в процессе эксплуатации;
- возможность контроля внештатных ситуаций: аварии, пожара, несанкционированного доступа в охраняемые помещения.

К тому же для расширения возможности мониторинга и управления всей системой можно подключить ПК к интернету, что позволит легко через сотовый телефон получать сведения о работе и состоянии светильников в аудиториях.

На рисунке показан пример функционирования системы управления освещением.

Разработка системы предусматривает следующие основные этапы.

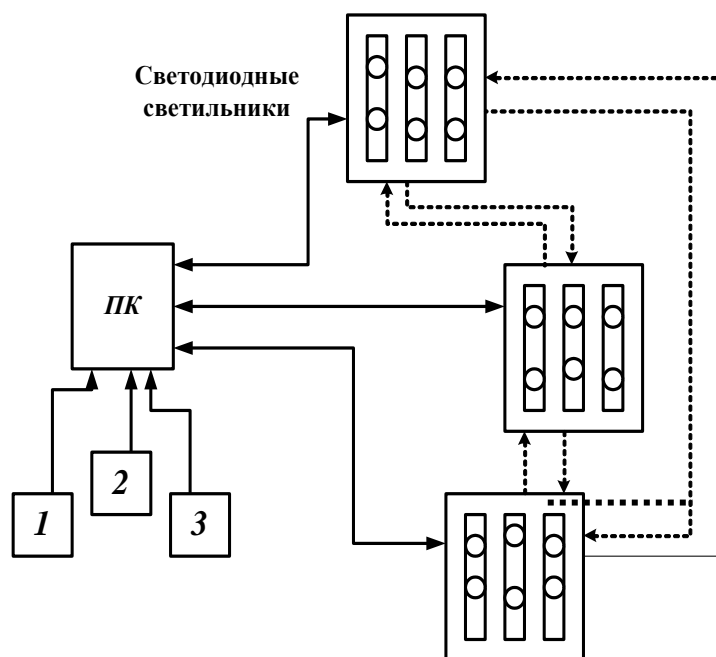


Схема работы системы управления освещением: 1 – 3 – параметры (присутствие людей, освещенность в помещении и т.п.); ПК – персональный компьютер (табло в Центре энергосбережения КГЭУ); сплошные линии – беспроводные линии связи

1. Разработка технических требований к разрабатываемому опытному образцу программно-аппаратного комплекса. На данном этапе разрабатываются технические требования, проводится патентно-информационный поиск, составляется технико-экономическое обоснование на разработку с обоснованием потребности, планируемой стоимости изделия и экономических параметров внедрения (экономического эффекта).

2. Разработка конструкторской и технической документации. На данном этапе пишется информационный отчет, разрабатывается проект технических условий.

3. Изготовление опытных образцов. На данном этапе приобретаются материалы и комплектующие, изготавливается опытный образец программно-аппаратного комплекса, проводятся испытания, дорабатывается опытный образец и корректируется конструкторская документация по результатам испытаний, разрабатываются технические условия и эксплуатационная документация.

4. Проведение испытаний опытных образцов. На данном этапе разрабатываются программа и методика испытаний, проводятся эксплуатационные и приемочные испытания, дорабатываются опытный образец программно-аппаратного

комплекса, конструкторская документация и эксплуатационный документ по результатам приемочных испытаний, утверждаются технические условия.

5. Изготовление промышленных образцов с последующим монтажом и наладкой.

6. Серийное производство готовых к эксплуатации изделий в требуемом количестве.

7. Оформление разрешительной документации. На данном этапе оформляются охранные свидетельства (патенты) на полезную модель и т.д., получают разрешительную документацию на применение и производство.

### III. ТЕКУЩИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ НАШИХ РАБОТ

На данный момент имеется экспериментальная партия светодиодных светильников, оснащенных разработанной нами системой управления, ведется наладка и проводятся испытания в разных режимах (таблица). Данные светильники установлены в корпусе «Д» ФГБОУ ВО «КГЭУ» и способны работать как в ручном режиме (пользователь сам задаёт уровень текущего освещения), так и в автоматическом (пользователь может задать уставку реакции светильника, и регулирование уровня искусственного освещения будет изменяться в зависимости от внешнего освещения).

Система освещения будет автоматически реагировать на присутствие человека, отключаясь и включаясь при необходимости. Регулирование освещенности каждого светильника в отдельности позволит обеспечить значительную экономию энергопотребления. С помощью единого диспетчерского центра управления и мониторинга, установленного в Центре энергосбережения КГЭУ, можно будет контролировать состояние отдельно взятого светильника или всей системы в целом. Так-

же будет создан демонстрационный стенд системы освещения всех помещений КГЭУ, который позволит в режиме реального времени отслеживать и автоматически управлять состоянием системы. Для обеспечения максимального комфорта система освещения должна обеспечивать наилучший цветовой климат, представляющий собой особенности спектрального состава освещения. С целью оптимизации параметров освещения были проведены исследования влияния цветовой температуры светодиодных светильников на работоспособность и эмоциональное состояние человека.

Научный поиск отечественных и зарубежных исследователей [2, 3, 5] свидетельствует о заметном влиянии уровня цветовой температуры светового потока источников света на циркадные ритмы человека – циклические колебания интенсивности различных биологических процессов, связанных со сменой дня и ночи. Принято считать, что отдыху и подготовке ко сну способствует освещение «теплых» тонов, для работы рекомендуется «нейтральная» (около 4000 К) цветовой температура, а более «холодные» тона способствуют более высокой умственной активности [2, 4]. Эти общеизвестные постулаты базируются в основном на результатах научных достижений прошлого века, когда объектом научных исследований в сфере светотехники служили лампы накаливания и газоразрядные источники света.

Таким образом, в связи с тем, что современные светодиодные светильники требуют всестороннего изучения, в частности, на предмет взаимосвязи цветосветовой среды, работоспособности и эмоционального состояния человека, совместно с ООО «МГК “Световые технологии”», производителем и поставщиком современных энергоэффективных светотехнических решений, были проведены данные научные исследования.

ОСНОВНЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ОСВЕЩЕНИЯ

№	Режимы освещения	Выполняемые функции	Особенности
1	Рабочее освещение	1. Обеспечение видимости. 2. Контроль освещенности. 3. Контроль присутствия	1. Плавное регулирование интенсивности светового потока. 2. Включение, отключение и изменение яркости светильников
2	Дежурное освещение	1. Освещение для дежурного персонала. 2. Выборочное включение отдельных светильников. 3. Контроль присутствия	1. Низкий уровень освещенности. 2. Работа в заданный промежуток времени (ночью)
3	Аварийное освещение	Стабильное поддержание необходимого в аварийных ситуациях уровня освещенности	Невозможность самостоятельного (без команды) перехода в другие режимы

Одна из лабораторий КГЭУ оснащена светотехническим оборудованием, в состав которого вошли восемь светильников на полупроводниковых источниках света – светодиодах LINER/S DR LED 1200 CF мощностью по 27 Вт каждый, микроконтроллер и пульт управления. Замена имеющихся светильников с люминесцентными лампами на светодиодные позволила снизить затраты на электроэнергию в четыре раза.

Согласно общепринятой доктрине, обеспечение высокой достоверности результатов испытаний предполагает использование, как минимум, двух репрезентативных выборок. Одну из них называют «опытной» груп-

пой, а другую – «контрольной». Поэтому тестирование проводилось в двух учебных аудиториях с разными типами освещения. Учебные планы кафедры предусматривают проведение различных видов занятий с применением разнообразных оценочных средств в устной и письменной формах с обязательной интерактивной составляющей. Это дало нам широкие возможности при планировании и проведении инновационных исследований, имеющие громадное значение для развития отраслей национальной экономики, и позволило получить новые научно-технические результаты.

Анализ результатов тестирования показал, что у более половины опрошенных при освещении светодиодными светильниками с цветовой температурой  $T_{ц} = 5800$  К («холодный свет») повышалась активность. Предположение о том, что зрительная работоспособность должна коррелировать с четырьмя исследуемыми режимами освещения, подтвердилось. При тестировании испытуемых в помещении со светодиодным освещением и цветовой температурой ( $T_{ц}$ ), равной 5800 К, по сравнению с люминесцентным освещением темп выполнения тестовых заданий и продуктивность возрастали до 15-20 % ( $p \leq 0,05$ ). Выявлено влияние различных режимов освещения на психофизиологический фон, в частности тенденция к расслаблению при «теплом» светодиодном освещении ( $T_{ц} = 2800$  К).

Практическое применение осветительных установок, способных изменять интенсивность и спектр излучения светильников, при необходимости имитируя световой день, будет способствовать поддержанию благоприятного светового микроклимата в помещениях и оздоровлению психофизического состояния людей.

Данная разработка, направленная к тому же и на решение задач энергоресурсосбережения, не ограничивается лишь заменой одних светильников на более экономичные источники света. Дальнейшее развитие темы предполагает применение солнечных модулей или других альтернативных источников электрического питания, что позволит значительно снизить затраты на электроэнергию. Инновационная система освещения способна будет получать электрическое питание от стандартной сети энергоснабжения, солнечных батарей, расположенных снаружи, на стене учебного корпуса «Д», и ветрогенераторов, размещенных на крыше одного из учебных корпусов КГЭУ.

Традиционная сеть электроснабжения в данном случае будет являться дополнительной мерой, предназначенной для обеспечения бесперебойности электрического питания осветительной установки.

Возможности практического применения результатов наших исследований в экономике заключаются в продвижении принципиально новой продукции как катализатора роста соответствующих секторов экономики. К тому же повсеместное применение аналогов описанной инновационной системы освещения и устройств альтернативной энергетики – солнечных батарей и ветрогенераторов – в качестве источников электрического питания вызовет значительное снижение издержек на электроэнергию.

### Список литературы

- [1] DiLouie, Craig (2008). *Lighting controls handbook*. Lilburn, Ga. [u.a.]: FairmontPress [u.a.] стр. 239.
- [2] Аверьянов В.А. Исследование и оценка динамического по спектру освещения в производственных помещениях / В.А. Аверьянов, Н.М. Беяева, Н.И. Зоз, С.И. Мельникова // *Светотехника*. – 1981. – № 3. – С. 13–16.
- [3] Архангельский Д.В. Исследования влияния света на зрительную работоспособность и утомление человека с учетом его циркадных ритмов / Д.В. Архангельский, В.Ю. Снетков // *Вестник Московского энергетического института*. – 2012. – № 5. – С. 104–108.
- [4] Берзинь В.И. Гигиеническое обоснование оптимальной освещенности в учебных помещениях вузов / В.И. Берзинь // *Светотехника*. – 1978. – № 1. – С. 17–19.
- [5] С. Ри Марк, Дж. Фигуэро Марианна, Ди Баллоу Джей. Циркадная фотобиология: новые горизонты практической и теоретической светотехники / пер. А. Шаракшанэ // *Полупроводниковая светотехника*. – 2012. – № 4. – С. 58–63.

# Распознавание успешно произведенных кибератак в условиях низкой избыточности измерений по результатам ДиОС ЭЭС

Е.С. Съёмщиков

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия  
semshikove11@gmail.com

Современные методы обеспечения кибербезопасности нацелены на предотвращение или уменьшение влияния атак. Предотвращение атак обеспечивается на уровне специалистов информационных технологий посредством методов криптографии, аутентификации и системы контроля и управления доступом. Однако любую систему можно взломать. Поэтому важной задачей является уменьшение влияния атак злоумышленника, на что нацелены методы обнаружения кибератак. Целью данной работы является разработка метода обнаружения успешно проведенных кибератак на базе динамического оценивания состояния (ДиОС).

ДиОС учитывает взаимодействия между параметрами режима во времени. При разработке алгоритма использовались методы теории вероятности, методы решения систем нелинейных уравнений. Для исследования разработанного метода и алгоритма был реализован программно-вычислительный комплекс State+ в среде MatLab. Исходными данными являются смоделированные измерения параметров режима. В данной работе предлагается метод выявления успешных кибератак на измерения, которые являются критическими с точки зрения наблюдаемости схемы. Для определения качества измерений выполняется комбинированный анализ результатов, полученных после обработки ретроспективных и прогнозных данных. Значение прогноза вычисляется с помощью динамического оценивания состояния, выполненного на базе расширенного фильтра Калмана. В качестве ретроспективной информации используются измерения или оценки, полученные на предыдущем срезе.

Достоинство предлагаемого метода заключается в скорости обнаружения кибератак за счет параллельной обработки ретроспективных и прогнозных данных. Разработанный алгоритм был проверен на 7-узловой и 33-узловой схемах. Было установлено, что метод работает с высокой точностью. Программный комплекс State+ позволил автоматизировать процесс разработки, проверки и применения метода.

*Ключевые слова: динамическое оценивание состояния, кибератака, критические измерения.*

## Detecting successfully performed cyber attacks for the case of low redundancy of measurements

E.S. Semshchikov

Melentiev Energy Systems Institute SB RAS  
semshikove11@gmail.com

Today's methods of cyber security are aimed to prevent or mitigate potential impacts resulting from successful cyber attacks. Security mechanisms such as cryptography, access control, and authentication are necessary to provide integrity in systems, however, every system can be broken into. Mitigation activities should attempt to minimize the impact of malicious attacks. This research is aimed at developing a method for the detection successfully performed cyber attacks for the case of low redundancy of measurements on the basis of dynamic state estimation.

Dynamic state estimation takes into consideration interrelations among the time-dependent state parameters. The developed algorithm is based on some methods of probability theory as well as on methods of solving a system of nonlinear equations. In MatLab there has been developed a software package State+ for the analysis of the proposed method. Measurement snapshots and parameters of scheme have been used as input data for the analysis. The paper presents the method that detects successful cyber-attacks directed on the measurements integrity, when measurements are critical from the observatory point of view. A comparative analysis of the results, obtained after processing retrospective and forecast data, is made to identify the quality of measurements. In this research the extended Kalman filter is used for the dynamic state estimation to calculate the forecast state variables. Measurements or estimates obtained on the previous snapshot are used as retrospective information.

The advantage of suggested method is how fast it can detect cyber-attack due to the parallel processing of retrospective and forecast information. The developed algorithms was tested using a 7-node and a 33-node equivalent schemes. The experiment shows that for the considered schemes, the proposed method is capable of detecting attacks with a high accuracy. The developed software makes data processing faster and more convenient for testing, developing and applying new methods.

*Keywords: dynamic state estimation, cyber-attacks, critical measurement.*



I. ВВЕДЕНИЕ

Обеспечение информационной безопасности является важным вопросом во всех сферах деятельности. Любую информацию можно представить как сигнал, проходящий несколько основных этапов на пути к достижению определенной цели. Появление сигнала предшествует его передаче и дальнейшему приему. Обычно перед этапом передачи сигнал подвергается различного рода защитам, таким как шифрование, приемник же, в свою очередь, расшифровывает такой сигнал для дальнейшего использования. Появление незапланированной ситуации в таком процессе может привести к искажению информации. Одной из таких незапланированных ситуаций может быть кибератака – внедрение ложных данных.

В задачах диспетчерского управления электроэнергетической системой (ЭЭС) под информацией прежде всего понимаются измерения параметров режима. Для обработки измерительной информации используются методы оценивания состояния (ОС) [1], которые обеспечивают оператора полной и достоверной картиной текущего состояния ЭЭС при условии наличия неискаженных исходных данных. Выявление искаженных данных осуществляется методами достоверизации.

ОС ЭЭС является одной из наиболее важных задач центра управления, так как его результаты используются другими функциями, обеспечивающими управление системой и энергетическим рынком. Поэтому наличие приложения оценивания состояния, способного противостоять преднамеренным ошибкам (или так называемым кибератакам), а также другим видам ошибок, является весьма желательным. Полученные перетоки по линиям используются для оценки статической устойчивости, определения нагрузочной мощности и уровней перегрузки, которые в результате влияют на рыночные цены. Следовательно, любого вмешательства в оценки перетоков, в том числе посредством кибератак, необходимо избегать [2].

Вероятность пропуска грубых ошибок в критических измерениях или в условиях низкой информационной избыточности является очень высокой. Низкой избыточностью называется такое количество измерений, которое является избыточным с точки зрения наблюдаемости, но не достаточным для составления из них балансовых соотношений. Критическим называется измерение, исключение которого приводит к потере наблюдаемости [3]. Высокая степень вероятности пропуска ошибок объясняется тем, что методы достоверизации, обрабатывающие информацию одного среза, не работают в условиях низкой информационной избыточности. При воздействии на измерения, называемые в ОС критическими, злоумышленник может оказать негативное влияние на результаты оценивания состояния, оставаясь не обнаруженным. Поэтому задача разработки метода, способного противостоять появлению грубых ошибок (в том числе преднамеренных), является актуальной в условиях современной компьютеризации и усложнения процессов управления.

В работе предлагается метод обнаружения грубых ошибок в измерениях на базе динамического оценивания состояния в условиях низкой информационной избыточности.

Анализ и апробация предложенного метода осуществляется на базе программно-вычислительного комплекса State+, разработанного автором [4].

Следующие типы атак могут быть произведены на систему управления [5]: А. DoS атака; Б. Физическая атака; В. Атака типа «человек посередине»; Г. Анализатор трафика; Д. Внедрение вредоносного кода; Е. Атаки подмены данных (спуфинг) [6].

Злоумышленник может воспользоваться уязвимостью системы, функционирующей в условиях низкой информационной избыточности, направив атаки А, Б, В, Д, Е на измерения, качество которых сложно проверить. Атаки типа А, Б приведут к потере измерений, атаки В, Д, Е – к их искажению.

III. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ДИНАМИЧЕСКОМ ОЦЕНИВАНИИ СОСТОЯНИЯ

Динамическим оцениванием состояния (ДиОС) [7] называется расчет установившегося режима на основе информации, полученной от измерительных приборов, с учетом зависимости между параметрами режима во времени. ДиОС выполняется на базе расширенного фильтра Калмана.

Вектор измерений выглядит следующим образом:

$$\bar{y} = (U_i, \delta_i, P_r, Q_r, P_n, Q_n, P_{ij}, Q_{ij}), \quad (1)$$

где  $U_i$  и  $\delta_i$  – модули и фазы узловых напряжений;  $P_r$ ,  $P_n$ ,  $Q_r$ ,  $Q_n$  – генерации и нагрузки активных и реактивных мощностей в узлах;  $P_{ij}$ ,  $Q_{ij}$  – перетоки мощностей в трансформаторах и линиях.

Целевая функция в ДиОС имеет вид:

$$J(x) = (\bar{y} - y(x))^T \cdot R_y^{-1} \cdot (\bar{y} - y(x)) + (\bar{x} - x)^T \cdot M^{-1} \cdot (\bar{x} - x), \quad (2)$$

где  $x = (U, \delta)$  – вектор состояния (набор параметров режима, по которым однозначно вычисляются все остальные параметры режима);  $R_y^{-1}$  – весовые коэффициенты измерений;  $\bar{x}$  – прогнозы компонент вектора состояния;  $M$  – ковариационная матрица ошибок прогноза.

Прогнозы вычисляются по формуле:

$$\bar{x}_{k+1} = \hat{x}_k + P_k \cdot M_{k+1}^{-1} \cdot (\bar{x}_k - \bar{x}_k), \quad (3)$$

где  $k$  – номер среза;  $\hat{x}_k$  – оценка вектора состояния;  $P$  – ковариационная матрица ошибок оценивания компонент вектора состояния.

IV. ОПИСАНИЕ РАЗРАБОТАННОГО МЕТОДА

Предложенный метод обнаружения грубых ошибок в измерениях основан на анализе ретроспективной и прогнозной информации о параметрах режима.

В качестве ретроспективной информации используются измерения или оценки, полученные на предыдущем срезе. Значение прогноза вычисляется с помощью ДиОС.

Проверка ретроспективной информации осуществляется на основе следующих неравенств:

$$|\bar{y}_{i(k)} - \bar{y}_{i(k-1)}| \neq 0; \quad (4)$$

$$|\bar{y}_{i(k)} - \bar{y}_{i(k-1)}| < d_i; \quad (5a) \quad |\bar{y}_{i(k)} - \hat{y}_{i(k-1)}| < \hat{d}_i. \quad (5b)$$

Выражение (6) учитывает прогнозную информацию и является дополнителем условием, анализирующим достоверность измерений:

$$|\bar{y}_{i(k)} - \tilde{y}_{i(k)}| < \tilde{d}_i. \quad (6)$$

В (4), (5а, б) и (6)  $\bar{y}_{i(k)}$  –  $i$ -е измерение на срезе  $k$ ;  $\tilde{y}_{i(k)}$  – прогноз  $i$ -го измерения на срезе  $k$ ;  $\bar{y}_{i(k-1)}$  –  $i$ -е измерение на  $k - 1$  срезе;  $\hat{y}_{i(k-1)}$  – оценка  $i$ -го измерения на срезе  $k - 1$ ;  $d_i, \tilde{d}_i$  – пороги, вычисляемые по формулам:

$$d_i = \gamma \cdot \sqrt{2 \cdot \sigma_i^2}; \quad \tilde{d}_i = \gamma \cdot \sqrt{\sigma_i^2 + N_i};$$

$$\hat{d}_i = \gamma \cdot \sqrt{\sigma_i^2 + Y_i},$$

где  $\gamma$  – квантиль распределения  $N(0,1)$ , определяется заданной вероятностью ошибки первого рода  $\alpha$  (при  $\gamma = 3$  измерение с вероятностью 0,997 считается ошибочным в случае нарушения порога);  $N_i$  – диагональный элемент матрицы  $N$ , где  $N = H \cdot M \cdot H^T$ ,  $H$  – матрица Якоби;  $Y_i$  – диагональный элемент матрицы  $Y$ , где  $Y = H \cdot P \cdot H^T$ .

Условия (4), (5а, б) и (6) могут обрабатываться параллельно. В результате анализа неравенств формируется трехзначный код ошибки – XYZ, где первый элемент (X) сигнализирует о выполнении – 1 или невыполнении – 0 условия (4), Y и Z – соответственно (5а, б) и (6). В зависимости от значения трехзначного кода все измерения делятся на достоверные, ошибочные и сомнительные.

В случае неудачной работы методов выявления искаженных измерений возможны ошибки I и II рода [7].

1. Ошибки I рода проявляются в ситуациях, когда в результате работы метода истинное измерение было отмечено ошибочным и исключено из вычислений. Такие ошибки не являются губительными с точки зрения качества результатов ОС, но они ухудшают наблюдаемость или даже приводят к ее потере.

2. Ошибки II рода проявляются в результате некорректной работы методов достоверизации, когда искаженные измерения не были выявлены. В результате вычисляется режим, не соответствующий действительному, и чем больше значение ошибки, тем хуже получается результат.

В работе проведены исследования, направленные на минимизацию ошибок I и II рода.

### V. ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ

Апробация метода была проведена на 7- и 33-узловых схемах. Семиузловая схема (рис. 1) содержит 24 измерения.

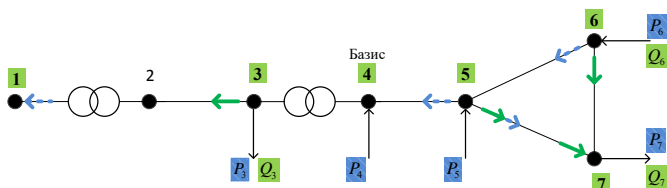


Рис. 1. Семиузловая тестовая схема (сплошная заливка – реактивная модель, штриховая заливка – активная модель)

Результаты работы метода показаны на примере поиска ошибки в критическом измерении  $U_1$ . В приложении

State+ был смоделирован архив, состоящий из 145 срезов, где каждый срез создавался на базе графиков нагрузок в нагрузочных узлах и генератора случайных чисел, имитирующего погрешности в измерениях.

Анализ уравнений (5а, б) показал, что при отсутствии грубых ошибок может появиться ошибка первого рода из-за наложения случайных ошибок в двух соседних срезах. В этом случае измерение объявляется ошибочным или сомнительным. Измерение  $U_1$  было помечено сомнительным на 9 срезах, что составляет 6,2 %. Сомнительным будет отмечено измерение  $U_1$  на срезах: 10, 31, 53, 79, 107, 112, 113, 131, 132.

С целью уменьшения ошибок I рода было исследовано уравнение (5б), которое использует ретроспективную информацию об оценках вместо измерений. В этом случае измерение  $U_1$  оказывается сомнительным на 2 срезах (10, 79), что составляет 1,38 %.

Для проверки способности метода не пропускать ошибки моделируются грубые ошибки различной кратности  $n$  в соответствии с формулой:

$$\bar{y} = y_{ист} + n \cdot \sigma_y. \quad (7)$$

Начальным значением кратности ошибки является 4. Ошибка моделируется каждые 15 срезов, начиная с 30 среза. При этом если измерение помечается ошибочным, его значение заменяется прогнозом. При небольших значениях кратности метод выявления ошибок оказывается недостаточно чувствительным, объявляя такие измерения сомнительными из-за нарушения условий (6). Ликвидация этой ошибки возможна за счет уменьшения доверительного интервала, что приведет к увеличению вероятности появления ошибок I рода. В случае критического измерения небольшое искажение этого измерения предпочтительнее его отсутствия.

Сведем воедино результаты работы метода для измерения  $U_1$  при смоделированных ошибках разной кратности и начертим их для наглядности в виде гистограммы (рис. 2).

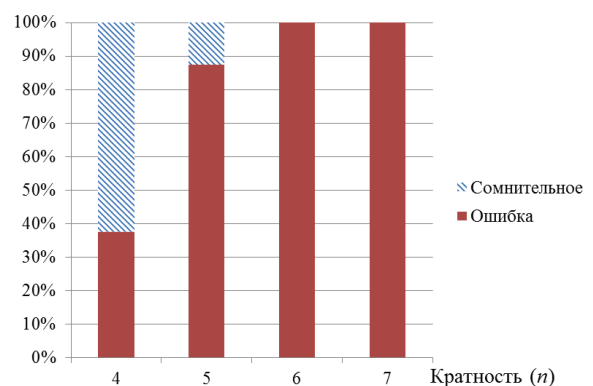


Рис. 2. Результат работы метода для измерения  $U_1$  при разной кратности ошибки

Анализируя полученные данные, можно сделать вывод, что метод 100 % выявляет ошибки при кратности  $n = 6$  и больше. При кратности меньше 6 некоторые смоделированные ошибки помечаются сомнительными, поэтому необходимо проводить 2 этап анализа – дальнейшую проверку всех сомнительных измерений.

Для проверки работоспособности метода обнаруживать грубые ошибки в нескольких измерениях одновременно в State+ был создан архив измерений, состоящий из 145 срезов, 33-узловой схемы. Результаты достоверизации сведены в таблицу.

РЕЗУЛЬТАТЫ ДОСТОВЕРИЗАЦИИ ИЗМЕРЕНИЙ 33-УЗЛОВОЙ СХЕМЫ

Смоделированная ситуация	Ошибки I рода, пропущенные (%)	Грубая ошибка $n = 4$ , выявленная (%)	Грубая ошибка $n = 5$ , выявленная (%)
Отсутствие ошибок	1,4	–	–
Ошибка в: $U_{12}$	1,4	87,5	87,5
$Q_{5-25}$	1,4	75	100
$Q_{24-31}$	1,4	100	100
$Q_{30-7}$	1,4	100	100
$Q_{18-31}$	1,4	62,5	87,5
$Q_{17-18}$	1,4	87,5	87,5

Анализ результатов, приведенных в таблице, показал, что количество ошибок I рода составляет 1,4 %, а процент выявления грубых ошибок равен от 62,5 до 100 %, в зависимости от значения кратности и измерения. При  $n \geq 6$  ошибка определяется в 100 % случаев.

## VI. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был предложен метод для обнаружения преднамеренных грубых ошибок (или кибератак) в условиях низкой информационной избыточности. Метод основан на базе ДиОС, использующего расширенный фильтр Калмана.

Для анализа работоспособности метода были взяты 7-узловая схема (являющаяся фрагментом реальной ЭЭС) и 33-узловая схема в установившихся режимах с различными мощностями нагрузок. В ПВК State+ были сформированы срезы измерений и симитированы грубые ошибки разной кратности.

Использование предложенного метода позволило уменьшить количество ошибок I рода. Это становится возможным за счет применения свойства ДиОС практически полностью отфильтровывать погрешности в измерениях компонент вектора состояния.

Разработанный метод позволяет обнаруживать ошибки I рода в критических измерениях, что является особенно важным для обеспечения наблюдаемости.

Предложенный метод также обнаруживает грубые ошибки во всех измерениях, включая критические измерения. На примере 7- и 33-узловых схем было установлено, что метод работает в 100 % случаев при ошибках с кратностью больше 6. При кратности меньше 6 – в 70 %.

Процессы обработки условий (4), (5а, б), (6) не зависят друг от друга, поэтому могут быть организованы параллельно, что обеспечивает более высокую скорость работы метода.

Все вычисления и апробации были произведены в разработанном автором ПВК State+.

## Список литературы

- [1] Abur A., Gomez-Exposito A. Power System State Estimation: Theory and Implementation. – Book: Marcel Dekker, 2004. – P. 327.
- [2] Göl M., Abur A. Identifying vulnerabilities of state estimators against cyber-attacks // Proceedings of PowerTech – IEEE Grenoble. – 2013. – P. 1–4.
- [3] Гамм А.З., Голуб И.И. Наблюдаемость электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1990. – 200 с.
- [4] Съёмщиков Е.С. Исследование и программная реализация методов обнаружения систематических ошибок в измерениях при оценивании состояния электроэнергетической системы. – Дипломная работа ИрНИТУ, 2015. – 93 с.
- [5] Siddharth Sridhar, Adam Hahn, Manimaran Govindarasu. Cyber-physical system security for the electric power grid // Proceedings of the IEEE. – 2012. – Vol. 100(1). – P. 210–224.
- [6] Christopher Beasley, G. Kumar Venayagamoorthy, Richard Brooks. Cyber Security evaluation of synchrophasors in a power system // Power Systems Conference on Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources. – 2014. – P. 1–5.
- [7] Гамм А.З., Глазунова А.М., Гришин Ю.А. и др. Методы прогнозирования параметров режима электроэнергетических систем для целей мониторинга и управления // Электричество. – 2011. – № 5. – С. 17–26.
- [8] ГОСТ Р 50779.10-2000. Статистические методы. Вероятность и основы статистики. Термины и определения. – М.: Госстандарт России, 2000. – 26 с.

# Сопоставление различных методов измерения частоты электрического тока

Я.А. Тимофеева, А.С. Зеленин, О.В. Гуриков  
ОАО «НТЦ ЕЭС»  
Санкт-Петербург, Россия  
timofeeva\_y@ntcees.ru

В настоящей работе рассмотрены различные способы измерения частоты в рамках заданных количественных характеристик. Полученные результаты могут быть использованы при выборе того или иного метода измерений на конечных аппаратных устройствах с учетом их характеристик.

*Ключевые слова:* частота электрического тока; измерение частоты; методы измерения; влияние характеристик.

## Comparison of different methods of electric current frequency measurement

Jana Timofeeva, Aleksandr Zelenin, Oleg Gurikov  
JSC «Scientific Technical Center of United Power System»  
Saint Petersburg, Russian Federation  
timofeeva\_y@ntcees.ru

In this paper different ways of frequency measurement are considered including given quantitative parameters. The received results can be used to choose types of measurement methods on the target devices including their properties.

*Keywords:* electrical current frequency; frequency measurement; measurement methods; property influence.

На сегодняшний день измерение частоты электрического тока осуществляется широким классом устройств, выполняющих различные задачи: от мониторинга до противоаварийного управления. Для выполнения измерений в микропроцессорных устройствах реализуются различные методы. В настоящей работе рассмотрены и проанализированы различные способы измерения частоты.

### 1. АЛГОРИТМЫ РАСЧЕТА ЧАСТОТЫ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА ПО ОДНОЙ И ТРЕМ ФАЗАМ

#### А. Алгоритм расчета частоты переменного однофазного тока

Рассматриваемые алгоритмы расчета параметров используют первую гармонику напряжений и токов. Синусоидальный сигнал заданной частоты и амплитуды в соответствии с теорией рядов Фурье можно представить в виде (1):

$$y = A_1 \cos(2\pi ft) + B_1 \sin(2\pi ft), \quad (1)$$

где  $f$  – частота;  $A_1, B_1$  – составляющие амплитуды.

Итоговое выражение для расчета частоты переменного однофазного тока (2), реализованное в системе MATLABSIMULINK итеративным способом имеет вид [1]:

$$\frac{\Delta f}{f_0} = \frac{1}{2\pi m} \cdot \operatorname{arctg} \frac{\left(1 + \frac{\Delta f}{f_0}\right) (A_1^2 B_1^1 - A_1^1 B_1^2)}{A_1^1 A_1^2 + \left(1 + \frac{\Delta f}{f_0}\right)^2 \cdot B_1^1 B_1^2}, \quad (2)$$

где  $f_0$  – фиксированная частота;  $\Delta f$  – отклонение частоты;  $m$  – вспомогательный коэффициент;  $A_1, B_1$  – коэффициенты разложения в ряд Фурье на частоте  $f_0$ .

#### В. Алгоритм расчета частоты переменного трехфазного тока

Алгоритм расчета позволяет вычислить значение частоты переменного сигнала независимо от его фазы в любой момент времени [2,3]. Выражение, описывающее данный алгоритм (3).

$$\frac{\Delta f}{f_0} = \frac{1}{2\pi} \cdot \operatorname{arctg} \frac{(C1 + \Delta \cdot C2 + \Delta^2 \cdot C3)}{(Z1 + \Delta \cdot Z2 + \Delta^2 \cdot Z3)}, \quad (3)$$

где  $\Delta$  – отношение отклонения частоты прямой последовательности и частоты  $f_0$ ;  $C1, C2, C3, Z1, Z2, Z3$  – коэффициенты разложения в ряд Фурье, зависящие сложным образом от коэффициентов  $A_1, B_1$ .

Результат сравнения двух методов измерения частоты электрического тока представлен на рис. 1.

В качестве входного сигнала используется снятая опытным путем осциллограмма на цифро-аналого-физическом комплексе НТЦ «ЕЭС». Видно, что использо-

вание алгоритма расчета частоты тока по трем фазам повышает качество измерений частоты сигнала.

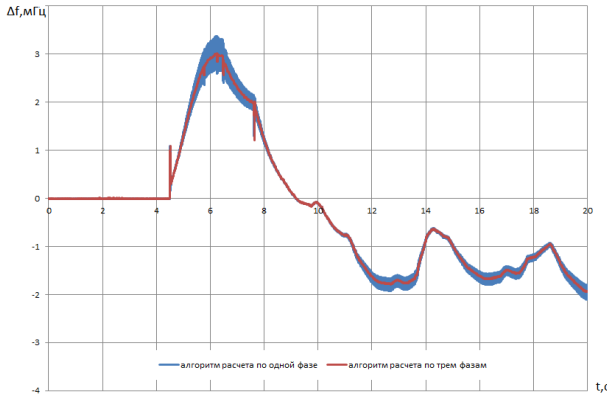


Рис. 1. Пример расчета алгоритмов измерения частоты по одной и трем фазам

## II. АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ЧАСТОТЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ФАЗОВОЙ АУТОПОДСТРОЙКИ

Фазовая автоподстройка частоты – есть система автоматического регулирования, подстраивающая фазу так, чтобы она была равна фазе исходного сигнала, в англоязычной литературе PLL (Phase-LockedLoop). Данный алгоритм так, как и предыдущие был реализован в системе MATLAB SIMULINK.

С целью обеспечения корректности сравнения трех алгоритмов измерения частоты электрического тока во всех алгоритмах в качестве входного сигнала подается сигнал, полученный с помощью реализации модулятора частоты (4,5). В данном случае сигнал представляет собой частоту, изменяющуюся в диапазоне от 48 до 52 герц с периодом в 1 секунду.

$$\omega = 50 \cdot 2\pi + 2 \cdot 2\pi \cdot \sin(2\pi ft), \quad (4)$$

$$\varphi = 50 \cdot 2\pi t + 2 \cdot 2\pi \cdot \left( -\cos(2\pi ft) \cdot \frac{1}{2\pi f} \right), \quad (5)$$

где  $\omega$  – угловая частота;  $f$  – частота модуляции.

Сравнение результатов измерения частоты алгоритмов с поданным эталонным сигналом представлено на рис.2, где I–алгоритм расчета частоты по одной фазе, II – исходный сигнал частоты, III – фазовая автоподстройка частоты, IV–алгоритм расчета частоты по трем фазам.

Квантование преобразований, в совокупности отображающее исходный сигнал с заранее установленной ошибкой, в меньшей степени сказывается в алгоритме расчета частоты трехфазного переменного тока. Фазовая автоподстройка частоты дает некоторую погрешность в амплитуде частоты, увеличивающуюся вместе с увеличением частоты модуляции. Очевидное преимущество алгоритма расчета трехфазного сигнала от однофазного, в его возможности независимо от фазы вычислить значение частоты в любой момент времени.

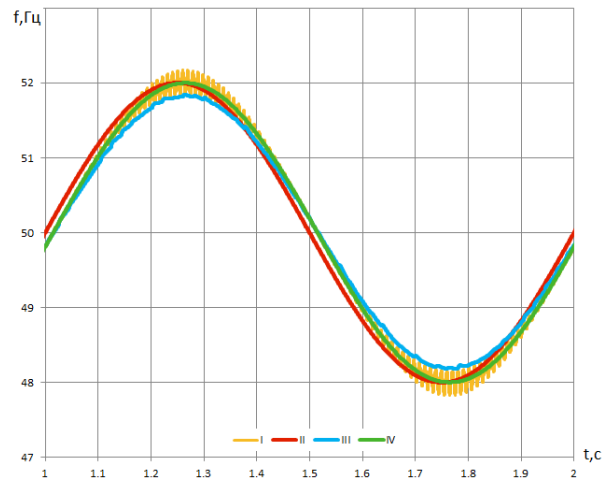


Рис. 2. Сравнение результатов расчета алгоритмов

## Список литературы

- [1] Штефка Й. Компенсация частотной погрешности при цифровых измерениях параметров электрического тока промышленной частоты. // «Известия НИИ постоянного тока» № 64, 2010 г. – С.131–137.
- [2] Зеленин А.С., Штефка Й. Расчет частоты по коэффициентам разложения Фурье в трехфазной сети. // «Известия НТЦ Единой Энергетической Системы» № 69, 2013 г. – С.32–35.
- [3] Зеленин А.С., Шескин Е.Б., Штефка Й. Программно-технический комплекс для формирования и реализации цифровых моделей регуляторов возбуждения и мощности энергоблоков // Сборник статей III Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» Т.1 – Екатеринбург: УрФУ, 2012 г. С. 238–243.

# Об опыте применения нейронных сетей для прогнозирования процессов

Д.А. Туманов, Н.И. Чуваков, И.Ф. Ясинский

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»  
Иваново, Россия  
igor2266@yandex.ru

Нейронные сети являются одним из лучших средств решения задач в условиях неопределенности и их успешно применяют при распознавании образов и прогнозировании технологических процессов. В ряде областей использование нейронных сетей сдерживается ввиду таких недостатков как отсутствие формализованных правил выбора структуры и моделей активации нейронов, алгоритма обучения нейронной сети, для каждой задачи требуется соответствующая подготовка обучающих данных. Предложен и исследован гибридный метод прогноза, основанный на методах Ивахненко и нейронных сетей. Численные эксперименты показали, что прогноз выполненный комбинированным методом более точен по сравнению с результатами методов по отдельности. Разработаны нейросетевые системы прогноза уровня реки и солнечной активности. Предложена параллельная реализация нейронной сети с использованием технологии OpenMP. Применение данного интерфейса обеспечивает ускорение вычислений в 1,5 раза и более.

*Ключевые слова: нейронные сети, моделирование технологических процессов, методы прогнозирования, параллельное программирование.*

## On the experience of the neural networks application for processes forecasting

D.A. Tumanov, N.I. Chuvakov, I.F. Yasinskiy

Ivanovo State Power Engineering University,  
Ivanovo, Russian Federation  
igor2266@yandex.ru

Neural networks are one of the best means of solving problems under uncertainty and successfully used in pattern recognition and forecasting processes. In some areas, the use of neural networks is constrained due to such shortcomings as the lack of formalized rules for the selection of the structure and patterns of activation of neurons, selection of the neural network learning algorithm, the necessity to prepare the training data for each problem every time. A hybrid method of forecasting, based on methods of Ivakhnenko and neural networks, is offered and tested. Numerical simulations have shown that the prediction made by the combined method is more accurate in comparison with the results of the methods alone. Developed neural network forecasting system of the river level and solar activity. A parallel implementation of a neural network using OpenMP is created. The use of this interface provides a speedup factor of 1.5 or more.

*Keywords: neural networks, technological process modeling, forecasting methods, parallel programming.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Нейронные сети являются одним из лучших средств решения задач в условиях неопределенности. Их успешно применяют при распознавании образов и прогнозировании технологических процессов.

Эффективность нейронных сетей вызвана адаптивностью их структуры, многообразием моделей функционирования нейронов, а также возможностью дообучения в процессе работы.

Спектр областей применения нейронных сетей в данное время достаточно широк. Несмотря на это, их использование сдерживается рядом недостатков – отсутствуют правила выбора структуры и моделей активации нейронов, алгоритма обучения нейросети. Для каждой конкретной задачи требуется соответствующая подготовка обучающих данных. В связи с этим остается актуальной про-

блема поиска путей совершенствования нейросетевых технологий.

При создании алгоритмов использовались методы теории нейронных сетей и кибернетики. В основу исследования положены принципы математического моделирования. Инструментом моделирования являлась программная среда VisualStudio и интерфейс OpenMP. Исходными данными выступали массивы солнечной активности и стока реки, полученные методом наблюдения.

### II. ПОСТРОЕНИЕ ГИБРИДНОГО МЕТОДА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НА БАЗЕ МЕТОДОВ А.Г. ИВАХНЕНКО И НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

Искусственная нейронная сеть (ИНМ) [1] представляет программную реализацию математической модели, построенной по принципу организации и функционирования биологических нейронных сетей - сетей нервных клеток живого организма. ИНС представляют собой систему соединенных и взаимодействующих между собой

простых процессоров (искусственных нейронов). Будучи соединенными в достаточно большую сеть с управляемым взаимодействием, сообща простые процессоры способны выполнять сложные задачи. Возможность обучения – одно из главных преимуществ нейронных сетей перед традиционными алгоритмами. Технически обучение заключается в нахождении коэффициентов связей между нейронами. В процессе обучения нейронная сеть способна выявлять сложные зависимости между входными данными и выходными, а также выполнять обобщение. В случае успешного обучения сеть сможет предложить правильное решение на основании неполных, зашумленных или частично искаженных данных.

Одним из способов прогнозирования является «Метод группового учета аргументов» (МГУА)[2]. Данный метод основывается на том свойстве, что любую непрерывную на конечном интервале функцию можно со сколько угодно высокой точностью представить в виде полинома определенной степени. Используя опорные функции, строятся различные варианты моделей. Для каждой модели определяются ее коэффициенты методом регрессионного анализа. Среди всех моделей выбираются наилучшие. Качество моделей определяется коэффициентом детерминации, среднеквадратичным отклонением ошибки или корреляцией исходных данных. Найденные модели используются как аргументы для опорных функций следующего этапа итерации. То есть уже найденные модели участвуют в формировании более сложных. Если найдена оптимальная модель или достигнута максимально допустимая сложность моделей, то алгоритм заканчивается.

Гибридный метод был создан следующим образом.

В рамках МГУА была выбрана следующая опорная функция (1):

$$y = a_1 + a_2 x_1 + a_3 x_2 + a_4 x_1 x_2, \quad (1)$$

где  $x_{1,2}$  – известные значения в предыдущие моменты времени;  $y$  – предсказанное значение в будущий момент времени;  $a_{1..4}$  – некоторые коэффициенты,  $a_{1..4}$  в интервале (-1; 1).

Оценку «удачности» модели будем проводить методом наименьших квадратов (МНК) (2):

$$Q = \sum_{i=1}^n (W_i - g_i)^2 \rightarrow \min. \quad (2)$$

В нейросетевом методе прогноза состояние нейрона опишем функцией (3):

$$S = \sum_{i=1}^n a_i W_i, \quad (3)$$

где  $a_i$  – весовые коэффициенты,  $a_i$  в интервале (-1; 1).

На выходе нейрона к состоянию нейрона применим сигмоидальную функцию активации (4):

$$y = \frac{1}{1 + e^{-cs}} \cdot 2 - 1, \quad (4)$$

где  $c$  – коэффициент, характеризующий сигмоидную функцию.

Для коррекции весов нейронной сети будем использовать метод обратного распространения ошибки. В данном случае величина необходимого изменения веса будет рассчитываться по формулам:

$$\Delta a_i = -h \cdot (g_i - W_i) \cdot S_i, \quad (5)$$

где  $h$  – скорость обучения нейронов;  $g_i$  – значение, полученное на выходе нейрона.

На основе описанных методов создан гибрид, в котором с помощью весового коэффициента  $\delta$  регулируется участие алгоритмов, составляющих комбинацию (6).

$$H_i = \delta \cdot I_i + (1 - \delta) \cdot N_i, \quad (6)$$

где  $\delta$  – весовой коэффициент;  $I_i$  – результат, полученный методом Ивахненко (МГУА);  $N_i$  – результат, полученный нейронной сетью.

С комбинированным методом были выполнены серии численных экспериментов. В качестве прогнозируемой была взята следующая тестовая стохастическая функция (7):

$$\begin{aligned} W_i &= \alpha_i \sin(\omega_i t_i + \varphi_i); \\ \alpha_i &= \frac{1}{5 + i^2}; \\ \omega_i &= \sum_{j=0}^i W_j; \\ t_i &= \tau i, \quad \tau = 0,8; \\ \varphi_i &= 20\pi \xi_i, \quad \xi_i \in (-1; 1); \end{aligned} \quad (7)$$

На рис. 1 видно, что комбинированный метод позволяет аппроксимировать тестовую функцию с меньшей погрешностью, чем нейросетевой метод и МГУА по отдельности. Численные эксперименты с функцией, отражающей солнечную активность за период времени дали аналогичные результаты.

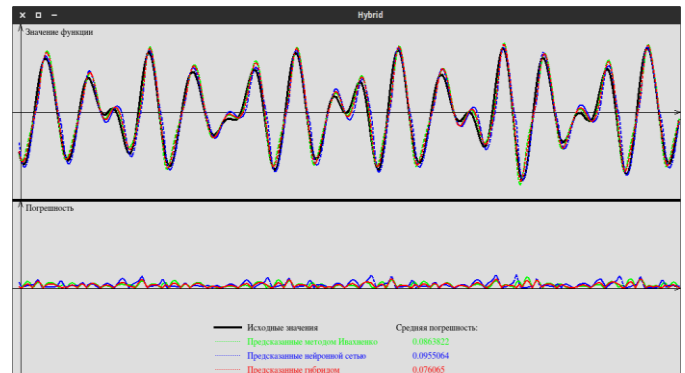


Рис. 1. Графики функций, полученные нейросетевым методом, МГУА, комбинированным методом и график тестовой функции

### III. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ С ПОМОЩЬЮ НЕЙРОННОЙ СЕТИ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТИПАХ НЕЙРОНОВ И ЕЕ ПАРАЛЛЕЛЬНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ

На эффективность работы нейронной сети существенно влияет выбор вида активационной функции нейрона. Наиболее популярным методом обучения нейронных сетей является метод обратного распространения ошибки, подразумевающий применение операций нахождения градиента. Для возможности применения этого метода активационная функция нейронов должна быть дифференцируема на всей области определения. Таким образом, были выбраны две функции активации: сигмоидальная и логарифмическая.

Сигмоидальная функция имеет следующий вид (8)(рис. 2,а) [3]:

$$y = \frac{1}{1 + e^{-cs}}, \quad (8)$$

где  $c > 0$  – коэффициент, характеризующий ширину сигмоидальной функции по оси абсцисс (при уменьшении параметра  $c$  функция становится более пологой, вырождаясь в горизонтальную линию на уровне 0,5 при  $c = 0$ , а при увеличении параметра  $c$  – функция все больше приближается к функции единичного скачка);  $S$  – входной сигнал.

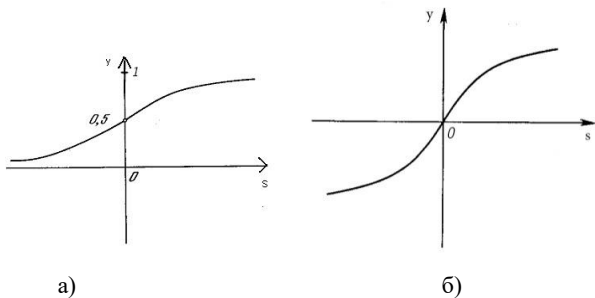


Рис. 2. Сигмоидальная (а) и логарифмическая (б) функции активации

Сигмоидальная функция является непрерывной, возрастающей в диапазоне значений  $[0; 1]$ . Эта функция дифференцируема на всей оси абсцисс и имеет простую производную (9):

$$y' = c \cdot y \cdot (1 - y). \quad (9)$$

Быстрый расчет производной ускоряет обучение. Непрерывность первой производной позволяет обучать сеть градиентными методами. Благодаря этим и другим достоинствам данная активационная функция получила широкое распространение в ИНС.

Логарифмическая функция имеет следующий вид (10) (рис. 2, б) [3]:

$$y = \ln(s + \sqrt{s^2 + 1}), \quad (10)$$

где  $S$  – входной сигнал.

Данная функция активации является монотонно возрастающей от  $-\infty$  до  $+\infty$  и имеет точку перегиба в начале координат. Она также имеет простую производную(11):

$$y' = \frac{1}{\sqrt{s^2 + 1}}. \quad (11)$$

Численный эксперимент с моделью нейронной сети, обученной прогнозированию стока реки Березина, проводился с логарифмической и сигмоидальной активационными функциями (рис.3). Видно, что при решении данной задачи сигмоидальная функция позволяет обучить нейронную сеть до более высокого процента правильных ответов на большем количестве итераций, а логарифмическая – предлагает быстрый рост процента правильных ответов на меньшем количестве итераций, но для достижения требуемой точности прогноза может потребовать значительного времени обучения.

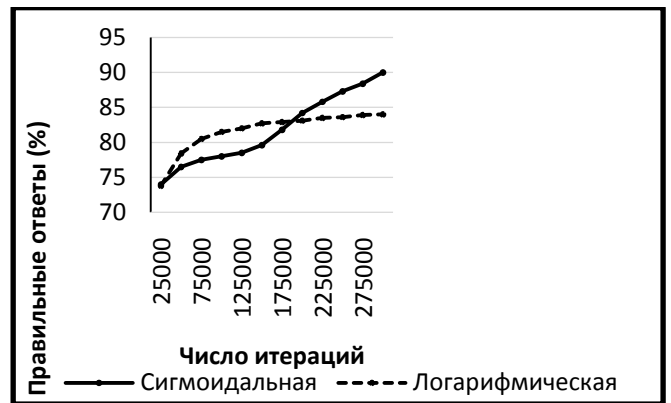


Рис. 3. Зависимость процента правильных ответов от числа итераций

При значительных размерах нейронной сети, ее обучение становится вычислительно сложной задачей. Также требования по временному допуску становятся важными при работе нейросетевой системы в режиме реального времени. Такие задачи приводят к необходимости использовать масштабируемые параллельные системы, позволяющие эффективно обрабатывать большие массивы данных.

В параллельном алгоритме нейросетевого прогноза стока реки были распараллелены функции прямого (рис. 4) и обратного (рис. 5) этапов алгоритма обратного распространения ошибки.

В данных функциях присутствует программный код, который трудно поддается распараллеливанию. Однако, цикл по слою нейронов может быть распараллелен, так как нейроны в отдельно взятом слое могут функционировать независимо друг от друга. Для реализации был выбран параллельный интерфейс OpenMP. В функциях прямого и обратного этапов был распараллелен цикл по слоям нейронов с помощью директивы `#pragma omp parallel for`. Вычисления, происходящие на следующих слоях, зависят от текущего слоя. Ввиду этого требуется соблюдение последовательности на каждом этапе вычислений.

Параллельная реализация нейронной сети в предложенной конфигурации ускоряет работу системы прогноза и обеспечивает выигрыш во времени от 1,5 секунд в зависимости марки процессора и числа шагов обучения.

#### IV. Выводы

1. Предложен и исследован гибридный метод прогноза, основанный на методах Ивахненко и нейронных сетей. Численные эксперименты показали, что прогноз, выполненный комбинированным методом более точен по сравнению с результатами методов по отдельности.

2. Разработана нейросетевая система прогноза уровня реки. Исследовано влияние вида активационной функции на эффективность процесса обучения нейронной сети.

3. Предложена параллельная реализация нейронной сети с использованием технологии OpenMP. Применение данного интерфейса обеспечивает ускорение вычислений от 1,5 секунд.



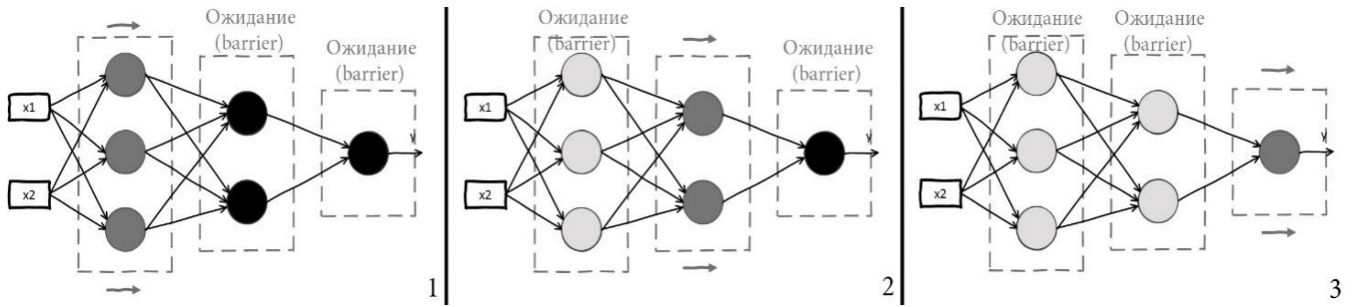


Рис. 4. Прямое распространение сигнала при обучении

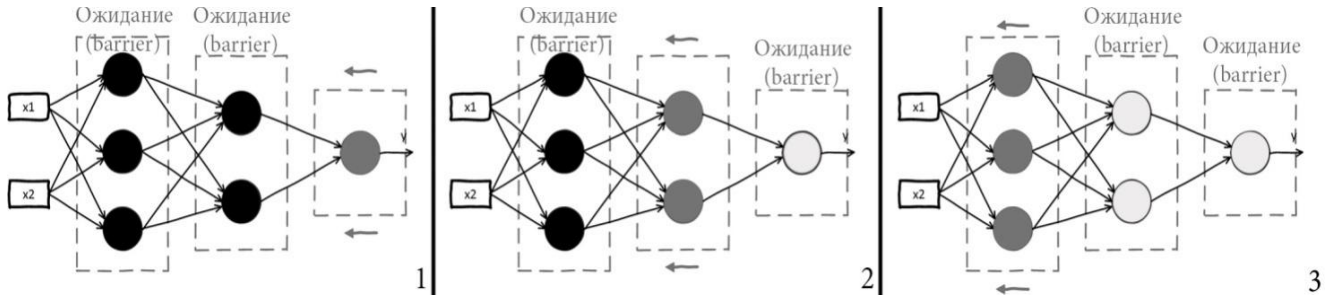


Рис. 5. Обратное распространение сигнала при обучении

4. Разработанный гибридный метод прогноза является эффективным средством аппроксимации функциональных зависимостей и может быть применен в актуальных технологических областях, например, при прогнозе потребления энергии и др. Параллельная реализация программной модели нейронной сети ускоряет работу системы и может использоваться при анализе нейронной сетью больших информационных массивов.

#### Список литературы

- [1] Каллан, Роберт. Основные концепции нейронных сетей/пер. с англ./ Роберт Каллан.–М.:Издательский дом "Вильямс", 2001. – 283с. : ил.
- [2] Ивахненко А.Г. Долгосрочное прогнозирование и управление сложными системами. К.: «Техника». 1975.
- [3] Головки В.А. Нейронные сети: обучение, организация и применение, книга 4. М.: издательское предприятие журнала «Радиотехника», 2001.

# Сравнительный анализ систем мониторинга ВОЛС для современных сетей Smart Grid

В.В. Федотов, И.Н. Лизунов  
ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»  
Казань, Россия  
vladislavfedotov1408@gmail.com

Интенсивное развитие направления научно-технологического преобразования электроэнергетики на базе концепции Smart Grid не представляется возможным без качественного рассмотрения всех аспектов как с социально-экономической точки зрения, так и непосредственно с технической. Организация такой масштабной сети как Smart Grid, проникающей во все сферы как бытовой, так и производственной стороны жизни общества, требует решения массы задач, в том числе и обеспечения надежности каналов связи, в частности волоконно-оптических.

При исследовании данного вопроса использовались материалы статей, патентов, специальная литература, а также информация с сайтов производителей оборудования RFTS. Получены данные о функциональных возможностях оборудования RFTS различных производителей, а также обоснованы ключевые факторы, влияющие на выбор оборудования. Результаты исследований могут быть использованы в качестве рекомендаций при выборе оборудования для построения систем мониторинга волоконно-оптических кабелей магистральных ВОЛС сетей Smart Grid.

*Ключевые слова: Smart Grid, RFTS, рефлектометрия, ВОЛС, ВОК, мониторинг.*

## Comparative analysis of monitoring systems for modern fiber optic networks for Smart Grid

V.V. Fedotov, I.N. Lizunov  
Kazan State Power Engineering University  
Kazan, Russian Federation  
vladislavfedotov1408@gmail.com

Intensive development of scientific and technological transformation of electric power industry on the basis of the Smart Grid concept is not possible without a qualitative review of all aspects as social-economic and directly with the technical point of view. The organization of such large-scale network as Smart Grid, that penetrates into all areas of both domestic and industrial aspects of society, requires the solution of the mass of tasks, including communication channels secure, in particular optical fiber communication channels.

In the study of this question there were used materials, articles, patents and special literature, information from websites of RFTS equipment manufacturers. There were obtained data about the features of the RFTS equipment from different manufacturers, as well as justified the key factors influencing on the choice of equipment. The research results can be used as recommendations for selecting hardware to build fiber optic cables monitoring systems for the Smart Grid networks.

*Keywords: Smart Grid, RFTS, reflectometry, fiber optics, wok, monitoring.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Сегодня в мире интенсивно развивается направление научно-технологического инновационного преобразования электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. Smart Grid – это концепция инновационного преобразования электроэнергетики в целом, обозначающее интеллектуальную сеть, которая расширяет при помощи цифровых технологий распределительную и транспортную системы для оптимизации текущих операций и открытия новых рынков для альтернативной энергетики [1].

Реализация концепции «интеллектуальная сеть» позволит в режиме реального времени отслеживать и контролировать работу всех участников процесса выработки, передачи и потребления электроэнергии, в автоматическом режиме оперативно реагировать на изменения различных параметров в энергосистеме и осуществлять электроснабжение с максимальной надежностью и экономической эффективностью.

### II. КОММУНИКАЦИОННЫЕ ПРОТОКОЛЫ SMART GRID

Система на основе SmartGrid будет поддерживаться множеством сложных и гетерогенных телекоммуникационных сетей. Энергетический сектор нуждается в практи-

ческом опыте построения и управления масштабными телекоммуникационными сетями партнёров [2].

Коммуникации играют ключевую роль в эффективности Smart Grid в передающих системах. Мониторинг и прогнозирование потребления, балансировка нагрузки и поставок – все это требует надежных, высокоскоростных коммуникаций между участниками оптового рынка электроэнергии. Регулирование спроса становится возможным благодаря распределенным, высокоскоростным коммуникациям с устройствами контроля нагрузки. Кроме того, мониторинг состояния и параметров передающих активов, таких как частота, температура, напряжение и сила тока, фазовый угол позволяет владельцам и операторам компаний управлять надежностью и производительностью энергосистемы.

Автоматизация подстанций – это ключевая функция, возможность которой обеспечивает коммуникационная инфраструктура энергосети. Надежные, высокоскоростные двусторонние коммуникации сегодня стали незаменимыми при обеспечении более сложного мониторинга, контроля и управления энергосистемой.

Основу инфраструктуры коммуникационной сети Smart Grid составляют: цифровые станции, кабели, в т.ч. ВОЛС, активное и пассивное оборудование. На рис. 1 представлена структура коммуникационной сети Smart Grid, а в табл. 1 приведены коммуникационные протоколы, использование которых предполагается в полномасштабно развертываемой сети Smart Grid.



Рис. 1. Коммуникационная сеть Smart grid

### III. СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ВОЛС

На глобальном уровне (WAN) сети Smart Grid предполагается циркуляция больших объемов технологической информации. При этом должны обеспечиваться достаточный уровень пропускной способности и надежность каналов связи. Предполагается передача данных как посредством ВОЛС, так и по радиоканалам по стандартам, указанным в табл. 1. Наиболее надежными являются ВОЛС, поэтому они и будут составлять основу как глобального уровня сети (WAN), так и районного/регионального уровня (NAN/FAN) сети Smart Grid. Исходя из этого первоочередной проблемой является обеспечение надежности каналов ВОЛС. Решение данной проблемы сопровождается широким кругом вопросов, от организации оперативного квалифицированного обслуживания оптических кабелей до резервирования, диагностики и мониторинга их состояния, такие системы мониторинга ВОЛС должны

предусматриваться уже на этапе планирования и проектирования сетей связи.

Такие системы – системы дистанционного тестирования волокон RFTS (Remote Fiber Test System) – в настоящее время выпускаются рядом зарубежных компаний [3].

Главным назначением системы RFTS является постоянный автоматический сбор и проведение статистического анализа результатов тестирования оптических волокон сети. Опираясь на мониторинг сети с помощью RFTS, можно провести плановый и профилактический ремонт кабеля в сети, до появления крупных изъянов и аварий в кабельной системе.

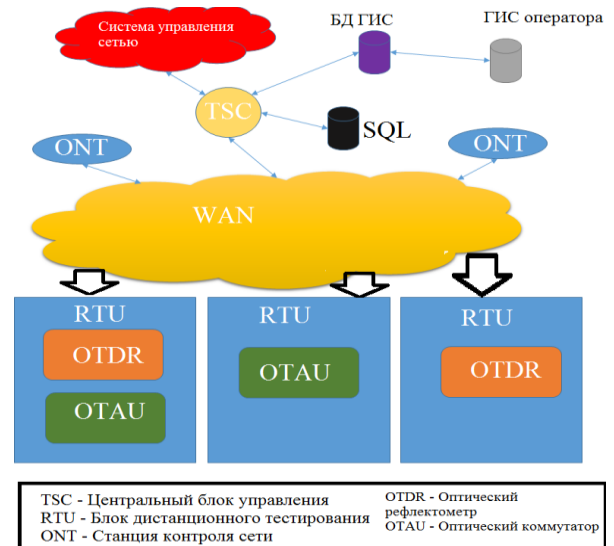


Рис. 2. Архитектура системы RFTS

Согласно [4], независимо от метода контроля оптических волокон, системы мониторинга должны обеспечивать:

- дистанционный автоматический контроль пассивных и активных оптических волокон кабелей;
- документирование волоконно-оптического кабельного хозяйства;
- автоматическое обнаружение неисправности ВОЛС с указанием ее точного местоположения на основе сравнения текущих и эталонных результатов измерения параметров ВОЛС;
- различные способы оповещения персонала о повреждении оптических кабелей (визуальная и звуковая сигнализация, автоматическая рассылка сообщений на пейджер, по заданным адресам электронной почты, по факсу);
- автоматический анализ изменения параметров оптических волокон во времени на основе накапливаемых в процессе мониторинга данных;
- для обеспечения функции управления процессом инсталляции ВОК должен быть предусмотрен удаленный доступ к системе по различным каналам связи с использованием портативного компьютера или рефлектометра со специальной функцией удаленного доступа.

#### IV. СРАВНЕНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА RFTS

Автоматизированные системы непрерывного мониторинга оптического кабеля сетей связи выпускаются рядом зарубежных компаний. В настоящее время на российском рынке представлено пять наиболее популярных систем RFTS, выпускаемых ведущими мировыми производителями подобного оборудования:

- Access Fiber (компания Agilent Technologies, бывшая Hewlett-Packard, HP);
- Atlas (компания Wavetek Wandel & Goltermann);

- Fiber Visor (компания EXFO);
- Orion (компания GNettest);
- Fiber test (Agizer).

Сравнительный анализ систем автоматизированного мониторинга волокон в ОК ВОЛС основан на результатах [5] и на Web-сайтах [6]. В табл. 2 и 3 представлены функциональные и технические характеристики систем RFTS для мониторинга ОК ВОЛС, данный анализ представляет собой расширение анализа проведенного в [3].

Таблица I. Протоколы передачи данных в коммуникационных сетях SMARTGRID

Глобальная сеть (WAN)					Районная и региональные сети (NAN/FAN)		
Подстанция	Магистральные сети		Линии связи		Подстанции	Беспроводная связь	Проводная связь
	Проводные	Беспроводные	Беспроводная связь	Проводная связь		3G-3GPP; GPRS; Wimax	PON; RFoG-DOCSIS; PLC
DNP3/IEC 61850	SDH; IP-MPLS/T-MPLS; STS-Mesh/DWDM; Packet/METRO-Ethernet	Wimax; Trunked Radio	3G-3GPP; GPRS; Wimax	GPON/EPON; Metro-Ethernet; DSL/PDH;	DNP3/IEC 61850		

Таблица II. Основные функциональные характеристики систем мониторинга ОК

Функции\Система	AccessFiber	Atlas	FiberVisor	Orion	FiberTest
Компания-производитель	Agilent Technologies (HP)	Wavetek Wandel & Goltermann	EXFO	GN Nettest	Agizer
Мониторинг активных (занятых) волокон	+	+	+	+	+
Тестирование в ручном режиме по запросу	+	+	+	+	+
Тестирование по заданному расписанию	+	+	+	+	+
Функция документирования сети	+	+	+	+	+
Интеграция с электронной картой ГИС	Mapinfo	Mapinfo	InterGraph	Mapinfo	Mapinfo
Организация многоуровневого доступа к системе	+	+	+	+	+
Поддержка удаленного доступа к серверу TSC со станции ONT	-	-	+	+	+
Поддержка функции статистического анализа характеристик ОВ	+	+	+	+	+
Локальное конфигурирование и управление блоком RTU	-	-	+	+	+
Автономная работа модуля RTU при потере связи с сервером	+	+	+	+	+
Готовые решения для мониторинга DWDM сигналов и PMD	-	-	+	-	-
Поддержка протокола SNMP	-	-	+	н/д	+

Таблица III. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА ОК

Параметры \ Система	AccessFiber	Atlas	FiberVisor	Orion	Fiber Test
Производитель	Agilent Technologies (HP)	Wavetek Wandel & Goltermann	EXFO	GN Nettest	Agizer
Возможность установки модуля RTU в стойку	Монтаж возможен только в стойку 19"	Монтаж возможен только в стойку 19"	Установка в поставляемую производителем или стандартную стойку 19	Установка в стандартную стойку 19" и 23"	Установка в стандартную стойку 19" или 21"
Оптический коммутатор (модуль ОТАУ)	Встроенный в RTU	Встроенный в RTU	Устанавливаемый в RTU или внешний	Внешний	Встроенный в RTU
Максимальное число портов для подключения ОВ на один оптический коммутатор	96	48	96 (+31)	96	48
Протоколы взаимодействия	Q3 TMN	SNMP	Q3 TMN, SNMP	Q3 TMN	SNMP
Диапазон напряжений стационарного питания, В	36-60	28-72	48-60	38-72	28-72
Наличие индикации состояния модуля RTU	-	Светодиодные индикаторы, ЖК-дисплей	Светодиодные индикаторы на модулях, дисплей	Светодиодные индикаторы, дисплей, локальный модуль доступа	Светодиодные индикаторы на модулях, дисплей

Таблица IV. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ ОБОБЩАЮЩИЙ АНАЛИЗ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА ОК

Параметры \ Система	AccessFiber	Atlas	FiberVisor	Orion	Fiber test
Производитель	Agilent Technologies (HP)	Wavetek Wandel & Goltermann	EXFO	GN Nettest	Agizer
Функциональность	Близка к полной	Близка к полной	Полная	Близка к полной	Близка к полной
Расширяемость и масштабируемость	Близка к полной	Не вполне полная	Полная	Близка к полной	Полная
Технические характеристики	Высокие	Высокие	Наивысшие	Наивысшие	Наивысшие
Совместимость с различными ГИС	Нет	Нет	Есть	Нет	Нет
Стоимость	Высокая	Средняя	Средняя	Средняя	Средняя
Наличие сертификатов в России	Нет	Есть	Нет	Есть	Есть
Общая оценка	Хорошо	Близка к отличной	Близка к отличной	Близка к отличной	Отлично

Для удобства сравнения систем RFTS по функциональным, техническим и другим характеристикам результаты сравнительного обобщающего анализа рассматриваемых систем представлены в таблице 4.

Сравнительный анализ различных систем RFTS показывает, что для практического применения лучшими в функциональном и техническом плане являются системы FiberVisor (EXFO), Orion (GN Nettest), Atlas (Wavetek Wandel&Goltermann), а также Fiber Test (Agizer).

Окончательный выбор системы должен производиться с учетом стоимости конкретной системы мониторинга ОК для всей планируемой сети и с учетом ее дальнейшего развития.

#### V. Выводы

При планировании и построении разветвленных глобальных сетей Smart grid, в частности каналов связи на основе ВОЛС необходимо учитывать также и необходимость построения систем мониторинга ВОЛС на самом начальном этапе разработки. Сети Smart Grid в России неизбежно будут протяженными, следовательно существует необходимость установки систем RFTS как по техническим, так и экономическим показателям. Актуальна важность выбора системы мониторинга ВОЛС. Сравнительный анализ пяти наиболее популярных систем RFTS показал, что на рынке имеется широкий выбор полнофункциональных, надежных и гибких систем дистанци-

онного и непрерывного мониторинга для современных оптоволоконных сетей связи, а также глубокую степень проработки диагностики неполадок в ВОЛС в целом.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации в рамках реализации федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 - 2020 годы», соглашение о предоставлении субсидии от «27» октября 2015 г. № 14.577.21.0194 - 2 этап, уникальный идентификатор прикладных научных исследований (проекта) RFMEFI57715X0194.

#### Список литературы

- [1] Кобеп Б. Б., Волкова И. О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. — М.: ИАЦ Энергия, 2010. — 208 с.
- [2] Бадалов А.Ю., Куприяновский В.П., ГИС в электроэнергетике: интеллектуальные энергосистемы. № 2 (61)/ 2012 год..
- [3] Режим доступа: <http://www.teralink.ru/?do=prints&id=28>
- [4] Зуева В.И. Особенности развития современных ВОЛП и основные методы. Журнал Евразийский Союз Ученых Выпуск № 9-5 (18) / 2015
- [5] Родомиров Л., Скопин Ю.Г., Иванов А.Б. Методы и оборудование удаленного тестирования ВОЛС. - Вестник связи, 1998, №5, с. 64-71.
- [6] Режим доступа: <http://www.fiberoptics.wwgsolutions.com>

# Разработка программного кода обработки телеметрической информации для решения режимных задач

А.В. Хапаева

ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»  
Томск, Россия  
annakhapaeva@gmail.com

Для решения некоторых режимных задач, например, получения статических характеристик нагрузки по напряжению методом пассивного или активно-пассивного эксперимента, могут быть использованы массивы данных напряжений, активных и реактивных мощностей из оперативно-информационного комплекса (ОИК) СК-2007. Однако при экспортировании данных из ОИК СК-2007 возникают проблемы, связанные с представлением и обработкой информации, а именно, массивы данных требуют приведения к одной оси времени, а также значения напряжения и мощностей должны быть приведены к одному моменту времени. В настоящее время не существует программного обеспечения (ПО), позволяющего производить автоматизированную обработку массивов данных телеизмерений для решения таких задач, поэтому целью настоящей работы является создание алгоритма и программного кода, позволяющих сделать это. В качестве инструмента реализации алгоритма применялось ПО Microsoft Excel. Исходными данными являлись массивы значений активных и реактивных мощностей, напряжений в виде файла с расширением .csv, полученные из базы данных ОИК СК-2007. Предложен алгоритм и программный код для приведения массивов данных к одной оси времени, а значений мощностей и напряжения к одному моменту времени. Разработанный алгоритм позволяет получить данные в виде, пригодном для решения режимных задач и автоматизирует процесс.

*Ключевые слова: оперативно-информационный комплекс, базы данных, массивы значений, напряжение, активная мощность, реактивная мощность, программный код.*

## Development of telemerty data processing program code for regime objectives

Anna Khapaeva

National Research Tomsk Polytechnic University  
Tomsk, Russian Federation  
annakhapaeva@gmail.com

Voltage, active and reactive power data arrays sourced from operational and informational software complex (OIK) SK-2007 can be used in order to solve some of the regime objectives, such as obtaining voltage static load characteristics through passive or active-passive experiment. However, a number of problems associated with the information processing and representation for these purposes turn up when exporting the data from the OIC SK-2007. Namely, data arrays require reduction to the same time axis, as well as voltage and power must be result in the same point in time. Currently, there are no software packages that allow automated processing of telemerty data arrays to solve these objectives, so the purpose of this work is to create an algorithm and program code for doing so. Microsoft Excel software has been applied as a tool for the algorithm implementation. Arrays of active and reactive power and voltage values in the form of .csv file sourced from the OIC SK-2007 database has been used as input data. The algorithm and the program code have been developed to result in the data arrays to the same time axis and the power and voltage values to the same point in time. The developed algorithm allows obtaining the data in the applicable for the regime objective form and automates the process.

*Keywords: operational and informational software complex, databases, arrays of values, voltage, active power, reactive power, program code.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Для оперативного решения некоторых режимных задач, например, получения коэффициентов полиномов статических характеристик нагрузки (СХН) по напряжению для последующего введения их в программный комплекс по расчету электрических режимов требуется обработать большие массивы телеизмерений (ТИ), полученных по результатам пассивного или активно-пассивного экспериментов. Поэтому алгоритмизация и автоматизация обработки массивов ТИ является актуальной задачей.

СХН по напряжению – это зависимости активной и реактивной мощности нагрузки от приложенного напряжения в установившемся режиме при постоянной, как правило, номинальной частоте [1]. Регрессионная общепринятая СХН по напряжению в именованных единицах описывается полиномом второй степени:

$$P = P_{\text{БАЗ}} \cdot \left( a_0 + a_1 \frac{U}{U_{\text{БАЗ}}} + a_2 \left( \frac{U}{U_{\text{БАЗ}}} \right)^2 \right); \quad (1)$$

$$Q = Q_{\text{БАЗ}} \cdot \left( b_0 + b_1 \frac{U}{U_{\text{БАЗ}}} + b_2 \left( \frac{U}{U_{\text{БАЗ}}} \right)^2 \right), \quad (2)$$

где  $U_{\text{БАЗ}}$  – базисное напряжение узла нагрузки (электроустановки);  $P_{\text{БАЗ}}$ ,  $Q_{\text{БАЗ}}$  – потребление активной и реактивной мощности, соответствующее базисному напряжению;  $a_0, a_1, a_2, b_0, b_1, b_2$  – коэффициенты полиномов.

Согласно [1, 2, 3, 4] можно выделить следующие основные причины получения и применения СХН:

- использование СХН по напряжению позволяет рассчитывать режим с уточнением допустимых пределов мощности по условиям статической устойчивости;
- СХН используются в современных программных комплексах, с помощью которых решаются режимные задачи;
- использование устаревших альбомов СХН, составленных в 70-х, начале 80-х 20 века, хотя состав нагрузки, а также оборудование электрических сетей и их структура с тех пор изменились.

## II. ОПИСАНИЕ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Исходными данными для идентификации СХН по напряжению являются значения напряжений, активной и реактивной мощностей. Они представлены в виде двух файлов с расширением \*.csv, в одном из которых содержится массив значений напряжений, а в другом – активных и реактивных мощностей. Массив исходных данных из оперативно-информационного комплекса (ОИК) активной и реактивной мощностей имеет вид, представленный на рис. 1. Аналогичный вид имеет массив исходных данных напряжений. Помимо этого необходимо иметь перечень телеизмерений, в котором прописаны номера ТИ из ОИК согласно присоединениям, для которых они получены.

	A	B	C	D	E	F
1	(I) Телеизмерения : с 01.02.2016 0:00:00 по 24.02.2016 0:00:00					
2	17843	29.01.2016 8:04	0.00000	0x100		
3	17844	31.01.2016 23:59	23.61254	0x100		
4	17844	01.02.2016 0:00	23.56464	0x100		
...						
105310	17844	23.02.2016 23:59	23.17023	0x100		
105311	17844	23.02.2016 23:59	23.09317	0x100		
105312	17856	29.01.2016 8:04	0.00000	0x100		
105313	17857	31.01.2016 23:59	-11.62698	0x100		
...						
200217	17857	23.02.2016 23:59	-10.95927	0x100		
200218	0		0.00000	0x0		

Рис. 1. Исходные данные для активной и реактивной мощности

## III. ОПИСАНИЕ АЛГОРИТМОВ

### A. Объединение файлов

В первую очередь необходимо сформировать единый блок значений измеренных параметров по каждому присоединению.

Для этого, в каждом из файлов следует применить фильтр с целью выделения номера телеизмерения (ТИ) для исследуемого присоединения. Далее отфильтрованные значения копируются в новую книгу, образуя единый

блок значений. Лист, на котором сохранен этот блок, назовем «Лист с данными по колонкам» для дальнейшего понимания работы алгоритма. Подробный алгоритм объединения файлов представлен в виде UML-диаграммы на рис. 2а.

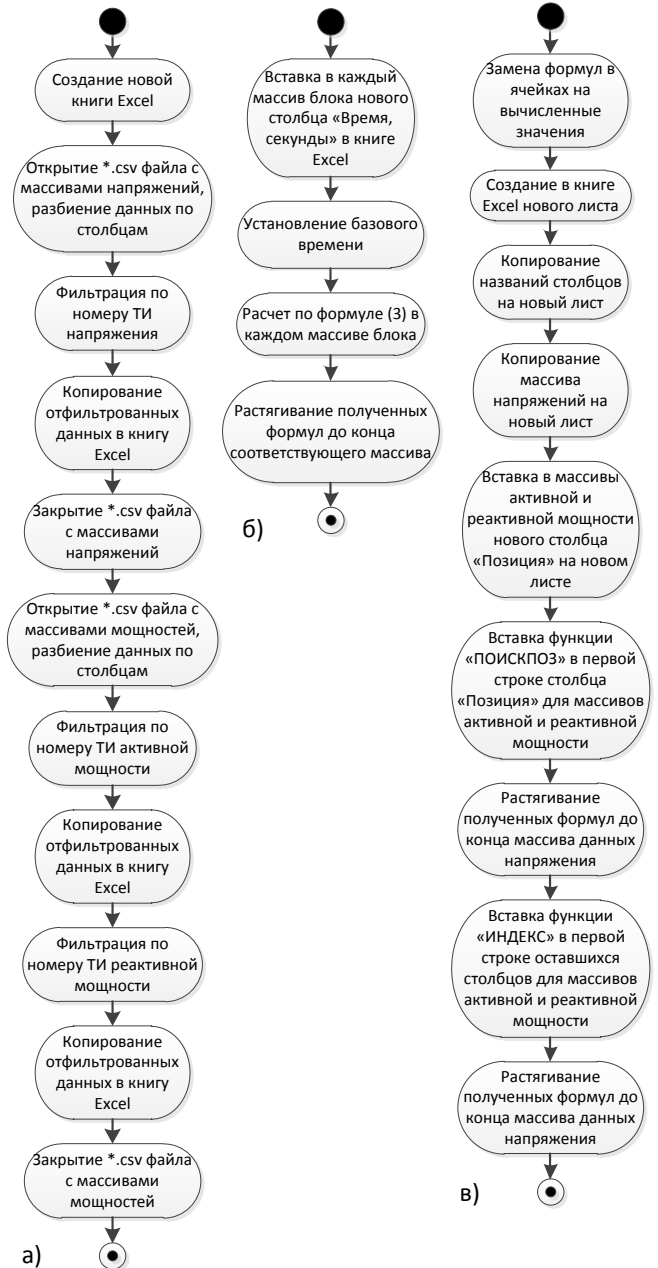


Рис. 2. UML-диаграммы алгоритмов: а) алгоритм объединения файлов, б) алгоритм приведения данных к одной оси времени, в) алгоритм сопоставления значений напряжения, активной и реактивной мощностей по моменту времени измерения.

### В. Приведение данных к одной оси времени

Даты и время в Excel при использовании формата «общий» представлены в виде чисел с целой и дробной частью. Целая часть – это количество суток, прошедших с 1 января 1900 года, дробная часть – доля суток.

Для решения поставленной задачи необходимо осуществить перевод времени в секунды, считая от начала изме-

рений и приняв начало измерений за базовое время. Время переводится в секунды по формуле (3):

$$t_s = (t - t_0) \cdot 86400, \quad (3)$$

где  $t$  – текущее время;  $t_0$  – время начала измерений.

Алгоритм представлен в виде UML-диаграммы на рис. 2б, а на рис. 3 показан результат работы алгоритма.

TI	Дата, время	Время, секунды	Значение U, кВ	Код качества
4731	01.02.2016 0:03:16	= (B3-\$B\$1)*86400	242.000	0x100
4731	01.02.2016 0:03:27	207.00	241.000	0x100
4731	01.02.2016 0:16:22	982.00	242.000	0x100

Рис. 3. Результат работы алгоритма перевода времени в секунды

### С. Приведение ТИ напряжений, активной и реактивной мощностей к одному моменту времени

Для идентификации СХН необходимо обеспечить соответствие времени измерения напряжения со временем измерения мощностей. Данное соответствие можно обеспечить путем использования функций Excel «ПОИСКПОЗ» и «ИНДЕКС». Операции с функциями следует производить на новом листе, который назовем «Лист с сопоставленными данными».

Перед использованием функций необходимо провести замену формул в ячейках на вычисленные значения, чтобы избежать появления циклических ссылок.

Функция «ПОИСКПОЗ» возвращает относительное расположение ячейки в заданном диапазоне Excel, содержимое которой соответствует искомому значению, т.е. функция возвращает не само содержимое, а его местоположение в массиве данных [5]. На рис. 4 показана работа функции «ПОИСКПОЗ».

TI	Дата, время	Время, секунды	Значение U	Поиск первого значения
4731	01.02.2016 0:03:16	196.00	242	1 - Меньше
4731	01.02.2016 0:03:27	207.00	241	1 - Больше
4731	01.02.2016 0:16:22	982.00	242.000	0x100

Рис. 4. Работа функции «ПОИСКПОЗ»

Соотнесение производится по столбцу «Время, секунды», поэтому в качестве искомого значения записывается первая ячейка данного столбца массива данных по напряжению. В качестве просматриваемых массивов выступают столбцы «Время, секунды» для массивов данных по активной и реактивной мощности из «Листа с данными по колонкам». В качестве типа сопоставления принимается «Точное совпадение».

Функция «ИНДЕКС» возвращает содержимое ячейки, которая находится на пересечении заданных строки и столбца [5]. Если массив содержит только одну строку или один столбец (в данном случае массив содержит один столбец), т.е. является вектором, то второй аргумент функции «ИНДЕКС» указывает номер значения в этом векторе.

При задании аргументов функции в качестве массива используется соответствующий столбец массива активной или реактивной мощности с «Листа с данными по колонкам». Вторым аргументом функции является значение, полученное в результате выполнения функции «ПОИСКПОЗ». При этом третий аргумент указывать не-

обязательно. На рис. 5 показана работа функции «ИНДЕКС».

TI	Дата, время	Значение U, кВ	Код качества	TI
639	01.02.2016 0:03:16	242.000	0x100	586
#Н/Д	#Н/Д	#Н/Д	#Н/Д	#Н/Д
#Н/Д	#Н/Д	#Н/Д	#Н/Д	#Н/Д

Рис. 5. Работа функции «ИНДЕКС»

Алгоритм представлен в виде UML-диаграммы на рис. 2в.

В результате выполнения алгоритма не для всех значений из столбца «Время, секунды» из массива напряжений находятся соответствия в столбце «Время, секунды» из массивов мощностей. В этом случае ячейки заполняются специальной надписью «#Н/Д» (нет данных) как показано на рис. 5. Эти значения не учитываются при построении графиков, однако, для улучшения визуального восприятия массивов, полученных в результате обработки, следует произвести фильтрацию. Наиболее оптимальным вариантом является фильтрация по столбцу «Код качества» в массивах активной и реактивной мощностей, с помощью которой отсеиваются ячейки со значением #Н/Д.

## IV. ПРИМЕР РАСЧЕТА

Для обработки приняты ТИ напряжения, активной, реактивной мощностей, полученные из базы данных ОИК СК-2007, для присоединения Т1 завода за неделю измерений. Результаты предварительного анализа ТИ представлены в таблице 1.

Таблица 1. ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТИ

Объект	Присоединение	Количество значений до обработки		
		U	P	Q
Завод	1Т	55788	101446	50137

Для автоматизации процесса обработки ТИ был написан макрос на языке VBA [6].

Часть макроса, соответствующая операциям с массивом напряжений для алгоритма «объединение файлов», представлена ниже.

```

'Открыть файл, содержащий ТИ напряжения
Workbooks.Open Filename:="C:\Users\Desktop\Книга U.csv"

'Разбить данные в открывшемся файле по столбцам
Dim X As Long
X = Cells(Rows.Count, "A").End(xlUp).Row
Range("A2:A" & X).Select
Selection.TextToColumns Destination:=Range("A2"),
DataType:=xlDelimited, _
TextQualifier:=xlDoubleQuote, ConsecutiveDelimiter:=True, Tab:=False, _
Semicolon:=True, Comma:=False, Space:=False, Other:=False, FieldInfo _
:=Array(Array(1, 1), Array(2, 1), Array(3, 1), Array(4, 1), Array(5, 1), Array(6, 1)), _

```



```

TrailingMinusNumbers:=True
ActiveWindow.SmallScroll Down:=3
'Включить фильтр напряжения
With Sheets(1)
.[a1].CurrentRegion.AutoFilter 1, XXXXX 'НОМЕР ТИ
НАПРЯЖЕНИЯ
If .Cells(Rows.Count, "a").End(xlUp).Row > 1 Then
.UsedRange.Offset(1).Copy
Workbooks("Макрос.xlsm").Activate
ActiveSheet.Paste
End If
'Отключить фильтр напряжения
.AutoFilterMode = 0
End With
'Закрывать файл, содержащий ТИ напряжения без сохра-
нения изменений
Application.CutCopyMode = False
Workbooks("Книга U.csv").Close False

```

По обработанным ТИ построены зависимости активной  $P(U)$  (рис.6) и реактивной  $Q(U)$  (рис. 7) мощностей от напряжения.

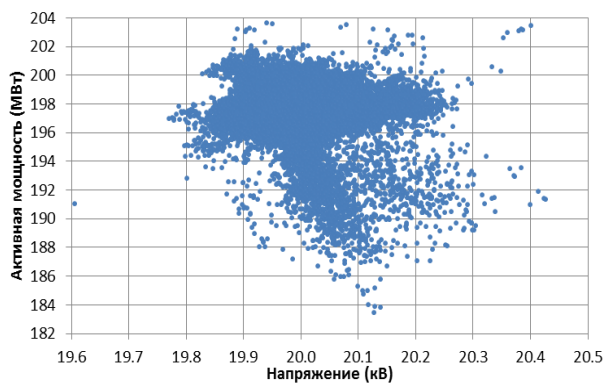


Рис. 6. Результаты проведенной обработки

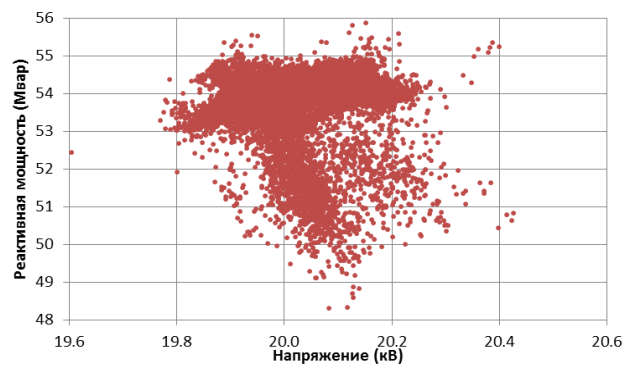


Рис. 7. Результаты проведенной обработки

## V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложены алгоритмы и программный код для приведения массивов ТИ к одной и той же оси времени, а значений мощностей и напряжения к одному моменту времени. Кроме того, в ходе работы созданы алгоритм объединения файлов, предназначенный для формирования единого блока значений измеренных параметров (напряжение, активная и реактивная мощности) по каждому присоединению, а также алгоритм построения зависимостей мощностей от напряжения и соответствующие им программные коды.

Разработанные программные коды протестированы с помощью ТИ, полученных из базы данных ОИК СК-2007. В результате, по полученным данным построены зависимости мощностей от напряжения для присоединения Т1 завода за неделю измерений.

## Список литературы

- [1] Экспериментальные исследования режимов энергосистем / под ред. С.А. Савалова. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 448 с.
- [2] 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.
- [3] Определение коэффициентов полиномов статических характеристик нагрузки по напряжению на основе экспериментальных данных / Н.Л. Бацева [и др.] // Электроэнергетика глазами молодежи: сборник докладов V международной молодежной научно-технической конференции. – Томск. – 2014. – С. 36–40.
- [4] Учет статических характеристик нагрузки при расчетах режимов энергосистем / В.Г. Гольдштейн [и др.] // Известия вузов. Электромеханика. – 2011. - №3. – С. 35-37.
- [5] Джон Уокенбах. Формулы в Microsoft Excel 2010. М.: Диалектика, 2011. – 704 с.
- [6] Джон Уокенбах. Microsoft Excel 2010. Профессиональное программирование на VBA. М.: Диалектика, 2012. – 944 с.

# Использование современных методов обеспечения надежности вычислительных систем при организации виртуальных ИТ-инфраструктур диспетчерских центров

А.Б. Якупов  
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Урала  
Екатеринбург, Россия

Развитие технологий серверной виртуализации способствует увеличению доли программных комплексов автоматизированных систем диспетчерского управления, размещенных в виртуальной среде. Связанный с этим высокий уровень консолидации виртуализированных программных комплексов предъявляет дополнительные требования к надежной работе аппаратных и программных составляющих ИТ-инфраструктуры. Вместе с тем, особенности серверной виртуализации позволяют использовать новые методы обеспечения надежности. Актуальным является анализ существующих решений по обеспечению надежного функционирования центров обработки данных и разработка схемы ИТ-инфраструктуры, отвечающей высоким требованиям надежности, предъявляемым к автоматизированным системам диспетчерского управления. Анализ решений произведен с использованием технической документации ведущих производителей программных и аппаратных средств для организации центров обработки данных. В результате разработаны схемы организации виртуальных ИТ-инфраструктур диспетчерских центров. Результаты исследований могут быть применены при модернизации ИТ-инфраструктур, обеспечивающих надежную работу автоматизированных систем диспетчерского управления.

*Ключевые слова: ИТ-инфраструктура, обеспечение надежности, виртуализация, диспетчерский центр.*

## The Use of Modern Methods to Ensure Reliable Operation of Virtualized Data Centers of Dispatch Centers

Artur Yakupov  
«System Operator of the United Power System», Joint-stock Company, ODU Ural Branch  
Yekaterinburg, Russia

Development of server virtualization technology helps to increase the share of software components of automated dispatch control systems placed in a virtual environment. Associated high level of consolidation of virtualized software systems imposes additional requirements on reliable operation of hardware and software components of the IT infrastructure. Also, server virtualization features allow the use of new methods of ensuring reliability. Consequently, the analysis of existing solutions on reliable data center operation and development of IT infrastructure scheme that meets the highest requirements of reliability requirements for automated systems of dispatching management is rather topical. Analysis of the solutions made with use of technical documentation of leading manufacturers of hardware and software for data centers. As a result, schemes of virtual IT infrastructures for dispatch centers have been developed. The research results can be applied in the modernization of the IT infrastructure to ensure reliable operation of the automated systems of dispatching management.

*Keywords: IT infrastructure, reliability, virtualization, dispatch center.*

### I. КОНЦЕПЦИЯ СЕРВЕРНОЙ ВИРТУАЛИЗАЦИИ

Технология серверной виртуализации позволяет запускать на одном физическом сервере со специализированной операционной системой (гипервизором) несколько виртуальных гостевых операционных систем, изолированных друг от друга в значительной степени.

При традиционном подходе (без использования серверной виртуализации) под каждую задачу выделяется отдельный аппаратный сервер со своей операционной системой, что приводит к значительному количеству единиц оборудования. При этом эффективность использования вычислительных ресурсов в большинстве случаев составляет от 5 до 15 процентов [1]. Использование сер-

верной виртуализации за счет увеличения эффективности использования вычислительных ресурсов позволяет сократить количество аппаратных серверов, тем самым снижая расходы на поддержку и реновацию оборудования. Модульная природа виртуальных серверов упрощает вопросы администрирования, масштабирования и резервирования ИТ-систем.

Объединение гипервизоров в группу с единым управлением и использованием общего набора систем хранения данных позволяет добиться дополнительных преимуществ. Так, появляется возможность миграции виртуальных машин с одного аппаратного сервера на другой (или с одной системы хранения данных на другую) без прерывания предоставляемого виртуальной машиной сервиса, тем

самым упрощая вопросы обслуживания оборудования и снижая продолжительность запланированных простоев программных комплексов. Другим очень важным моментом является организация кластеров высокой доступности и отказоустойчивых кластеров, позволяющие сократить время восстановления работоспособности ИТ-систем. Эти кластеры будут рассмотрены подробнее позднее.

Благодаря перечисленным достоинствам технология серверной виртуализации широко используется в современных ИТ-инфраструктурах [2]. При этом однако следует учитывать, что высокий уровень консолидации виртуализированных программных комплексов предъявляет дополнительные требования к надежной работе аппаратных и программных составляющих ИТ-инфраструктуры.

## II. ВИДЫ КЛАСТЕРИЗАЦИИ СЕРВЕРОВ И ПРИЛОЖЕНИЙ

Рассмотрим основные способы обеспечения надежной работы выполняемых серверами задач, получившие наибольшее распространение в современных ИТ-инфраструктурах, и отметим особенности их применения в виртуальной среде.

### A. Отказоустойчивая кластеризация на уровне приложений

Используется кластер из нескольких узлов, в которых репликация данных и отслеживание состояния соседних узлов осуществляется средствами развернутых на узлах приложений (например, MicrosoftSQLServer). При этом каждый узел обладает собственной копией актуальных данных. При обнаружении сбоев в работе активного узла происходит передача активной роли на один из резервных узлов. Данный подход характеризуется малым временем восстановления, защищает от отказа приложения, сервера или подсистемы хранения данных. Однако требует дополнительных ресурсов, как вычислительных, так и дисковых. Целесообразно применять для критичных сервисов с высокими требованиями к времени восстановления. Отлично подходит как для виртуальных, так и для аппаратных серверов.

### B. Отказоустойчивая кластеризация на уровне операционных систем с общим диском

Данный способ похож на предыдущий, однако используется единый набор данных на общем диске. Отслеживание состояния узлов и предоставление полного доступа к общему дисковому ресурсу осуществляется средствами компонентов операционной системы (например, MicrosoftClusterService). Время восстановления также невелико. Также требуются дополнительные ресурсы. Несмотря на то, что этот способ получил широкое распространение для обеспечения надежной работы критичных сервисов, работающих на аппаратных серверах, его использование в виртуальной среде связано с рядом сложностей и ограничений [3].

### C. Кластеры высокой доступности на уровне гипервизоров

Этот способ ввиду своей природы применим только для виртуальных сред. В этом случае данные виртуальной машины хранятся на общем для группы гипервизоров дисковом ресурсе. Гипервизоры, объединенные в кластер высокой доступности, отслеживают состояние друг друга и запущенных виртуальных машин, и в случае обнаружения сбоев в работе выполняют перезапуск виртуального сервера на «здоровом» узле. Время восстановления выше,

чем в предыдущих случаях, поскольку требуется время на загрузку операционной системы и прикладных сервисов виртуальной машины. К достоинствам этого способа относится необходимость использования всего лишь одной виртуальной машины, соответственно упрощается процесс подготовки и настройки виртуального сервера, а также появляется возможность защищать серверы с программными комплексами, разработанными без учета поддержки кластеризации на уровне приложений или операционной системы.

### D. Отказоустойчивые кластеры на уровне гипервизоров

Также уникальный для виртуальных инфраструктур способ обеспечения надежной работы серверов. Его суть заключается в том, что на каждом гипервизоре запущен свой экземпляр виртуальной машины, которые синхронизируются между собой. В этом случае даже в случае выхода из строя аппаратного сервера виртуальная машина продолжит свою работу с минимальным влиянием на предоставление сервиса. Однако такой отказоустойчивый кластер предъявляет повышенные требования к аппаратному обеспечению и имеет ряд ограничений, вследствие чего возможности его использования ограничены решением довольно специфических задач. Как правило используется (при наличии технической возможности) для высококритичных сервисов, для которых недостаточен уровень защиты, предоставляемый кластерами высокой доступности, а другие виды кластеризации не подходят по техническим или экономическим ограничениям.

### E. Выводы

Таким образом, для организации надежной работы ИТ-систем в виртуальной среде наиболее подходящими являются кластеры высокой доступности для большинства сервисов, и кластеризация на уровне приложений для высококритичных сервисов.

Также допускается использование кластеризации на уровне операционных систем для части сервисов, разработанных для работы в таких кластерах, но по возможности рекомендуется переходить от этого способа кластеризации к более подходящим для виртуальных сред способам. Использование отказоустойчивых кластеров на уровне гипервизоров ввиду накладываемых ограничений также не рекомендуется, за исключением решения специфических задач.

## III. ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ПОДСИСТЕМ ИТ-ИНФРАСТРУКТУРЫ

ИТ-инфраструктура с использованием виртуализации состоит из следующих подсистем:

- вычислительная подсистема;
- подсистема локальной вычислительной сети;
- подсистема сети хранения данных;
- подсистема хранения данных;
- инженерная подсистема;

Следует отметить, что множество принципов организации надежного функционирования подсистем ИТ-инфраструктур с использованием виртуализации и без использования виртуализации совпадают. Например,

принципы дублирования блоков питания и других элементов оборудования.

В части инженерной подсистемы практически без изменений – дублирование элементов систем электропитания, систем вентиляции и кондиционирования. А за счет уменьшения количества оборудования при использовании виртуализации нагрузка на инженерную подсистему снижается.

В части подсистем локальной вычислительной сети и подсистемы сети хранения данных это дублирование коммутирующего и маршрутизирующего оборудования, дублирование каналов связи, использование механизмов быстрой сходимости сети при изменении топологии. Однако необходимо учитывать, что ввиду консолидации ресурсов повышаются требования к пропускной способности каналов связи и производительности сетевого оборудования.

Вопросы обеспечения надежного функционирования ИТ-систем при сбоях вычислительной подсистемы были рассмотрены в предыдущем разделе.

Следует отметить, что перечисленные ранее способы кластеризации (кроме кластеризации на уровне приложений), осуществляя защиту ИТ-систем от отказов аппаратных серверов, гипервизоров и виртуальных машин, используют общее дисковое хранилище, которое может стать точкой отказа всей системы. Поэтому роль дисковой подсистемы в ИТ-инфраструктурах с использованием виртуализации значительно возрастает, и вопросам организации надежной работы дисковой подсистемы следует уделить отдельное внимание.

Ввиду распространенности отказов отдельных дисков повсеместно используется защита дисковой подсистемы за счет избыточности хранимых на дисках данных. Все данные должны храниться таким образом, чтобы при отказе любого диска не происходило прерывания доступа к данным. Наиболее распространенным методом обеспечения надежности на уровне отдельных дисков является использование избыточных массивов независимых дисков (Redundant Array of Independent Disks, RAID). Однако для построения высоконадежной виртуальной ИТ-инфраструктуры такого уровня защиты недостаточно, необходимо предусмотреть вероятность отказа дисковой стойки. Проблема усугубляется тем, что ввиду высокого уровня консолидации достаточно высоки требования к производительности дисковой подсистемы в целом.

#### IV. ВАРИАНТЫ ОРГАНИЗАЦИИ РЕЗЕРВНЫХ ЦЕНТРОВ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ

Непрерывное развитие и возрастающая роль автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ) предъявляет повышенные требования к обеспечению надежности ИТ-инфраструктур. Так, во многих случаях возникает необходимость организации полноценной резервной площадки, способной выполнять большинство задач АСДУ. Использование описанных технологий виртуализации позволяет применять более гибкие подходы по организации такой архитектуры.

Выделяют три варианта организации резервных центров обработки данных (ЦОД):

- холодный резерв;

- теплый резерв;
- горячий резерв;
- распределенный ЦОД.

Рассмотрим каждый из них подробнее.

##### *А. Холодный резерв*

В этом случае на резервной площадке размещается неиспользуемое оборудование, способное после восстановления резервных копий и работ по конфигурированию выполнять часть наиболее критичных задач АСДУ. Характеризуется большим временем восстановления.

##### *В. Теплый резерв*

Теплый резерв предполагает наличие на резервной площадке набора работающего и соответствующим образом настроенного оборудования (с необходимыми каналами связи), на котором возможно оперативное восстановление ИТ-систем из резервных копий. Ключевым моментом здесь является наличие на резервной площадке достаточно актуальных резервных копий. В современных инфраструктурах это решается методом автоматической репликации резервных копий. Использование серверной виртуализации значительно упрощает процессы резервного копирования и восстановления данных, и делает это решение более доступным. Многие поставщики средств резервного копирования предлагают свои программные решения по организации резервных площадок этого типа [4, 5]. Характеризуется потерей данных (зависящей от частоты создания резервных копий) и временем восстановления от нескольких десятков минут до нескольких часов в зависимости от реализации и объемов данных.

##### *С. Горячий резерв*

При построении резервного ЦОД по архитектуре горячего резерва на резервной площадке размещается полноценный набор оборудования, способный взять на себя все производственные задачи АСДУ. Фундаментом резервного ЦОДа с горячим резервированием как правило является система хранения данных, на которую синхронно или асинхронно реплицируются данные с основной площадки. При синхронной репликации подтверждение о записи данных отправляется инициатору (серверу, работающему с системой хранения данных) только после того, как данные будут записаны на диск. В этом случае требуется использовать высокопроизводительные (и дорогостоящие) аппаратные решения, но обеспечивается идентичность данных на обеих площадках в любой момент времени [6]. При асинхронной репликации подтверждение о записи данных отправляется инициатору после записи на систему хранения данных основной площадки, а затем выполняется репликация данных на резервную площадку. При этом возможно использование более дешевого оборудования, однако при отказе основной площадки возможна потеря данных [6].

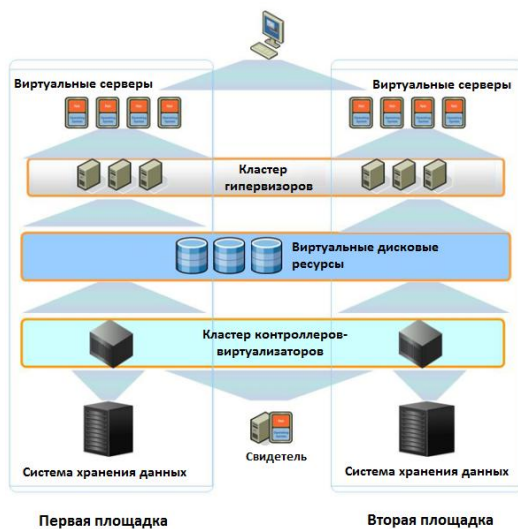
Переход на резервную площадку выполняется автоматически (без участия администратора) или автоматизированно (процесс перехода инициируется администратором).

Горячее резервирование характеризуется малым временем восстановления (от нескольких минут до нескольких десятков минут в зависимости от реализации и объемов данных) и малой (в случае асинхронной репликации)

или нулевой (в случае синхронной репликации) потерей данных.

#### D. Распределенный ЦОД

В случае распределенного ЦОД площадки не делятся на основные и резервные, а являются равноправными. Особенно актуально использование такой схемы в виртуальных ИТ-инфраструктурах в сочетании с системами виртуализации систем хранения данных. Суть виртуализации систем хранения данных заключается в том, что между серверами и системами хранения, работающими в синхронном режиме, появляется промежуточный слой контроллеров-виртуализаторов, через которые проходят все данные. При помощи этих контроллеров-виртуализаторов системы хранения данных на разных площадках объединяются в единый логический дисковый ресурс, который предоставляется серверам (рисунок) [7].



Архитектура распределенного ЦОД

Рассмотрим обработку распределенным ЦОД с развернутым виртуальным кластером высокой доступности такого серьезного отказа, как полная потеря одной из площадок. За счет механизмов синхронной репликации все актуальные данные имеются на второй площадке. Вирту-

альные серверы, выполняющиеся на вычислительных ресурсах второй площадки, продолжают работу без прерывания сервиса. Виртуальные серверы, которые выполнялись с использованием вычислительных ресурсов первой площадки, будут обработаны кластером высокой доступности и перезапущены на вычислительных ресурсах второй площадки.

Распределенный ЦОД характеризуется нулевой потерей данных и быстрым временем восстановления (единицы минут).

#### E. Выводы

Организация резервного ЦОД по архитектуре с холодным резервом рекомендуется к использованию только в крайних случаях, из-за большого времени восстановления, недопустимого для критических сервисов систем диспетчерских центров.

Резервный ЦОД по схеме с теплым резервом может быть рекомендован к использованию при организации ИТ-инфраструктур резервных диспетчерских центров.

Распределенный ЦОД рекомендуется к использованию при разнесении ИТ-инфраструктуры по разным помещениям с целью обеспечения надежности ИТ-инфраструктур крупных диспетчерских центров.

Ввиду высокой стоимости решений по виртуализации систем хранения данных в ИТ-инфраструктурах диспетчерских центров нижнего уровня иерархии рекомендуется использовать архитектуру с горячим резервированием.

#### Список литературы

- [1] VirtualizationOverview. VMware. White Paper.
  - [2] Business and Financial Benefits of Virtualization. VMware. White Paper.
  - [3] Setup for Failover Clustering and Microsoft Cluster Service. ESXi 6.0. vCenter Server 6.0. White Paper.
  - [4] VMware and Veeam - Availability Solution Brief. White Paper.
  - [5] Configure disaster recovery using VVR / hardware replication in a VMware environment with non-shared storage. Quick Reference Guide.
  - [6] Disaster Recovery Planning Guide. Symantec White Paper.
- Using VMware vSphere with EMC VPLEX. Best Practices Planning. White Paper.

# Исследование влияния локационных сигналов на работу систем высокочастотной технологической связи по линиям электропередачи

М.Р. Яруллин, Р.Г. Минуллин  
ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»  
Казань, Россия  
marsel.jarullin@gmail.com

Обсуждаются параметры сигналов локационного устройства для зондирования воздушных линий электропередачи, которые не мешают работе устройств высокочастотной связи и релейной защиты при их совместном функционировании в высокочастотном тракте.

*Ключевые слова:* воздушные линии электропередачи, устройства высокочастотной связи, устройства локационного зондирования, совместная работа.

## Research of the influence of location probing signals on the operation of high-frequency communication devices over power lines

Marsel Yarullin, Renat Minullin  
Kazan State Power Engineering University  
Kazan, Russian Federation  
marsel.jarullin@gmail.com

Discusses the parameters of location device signals for probing overhead power lines, which will not interfere to high-frequency communication devices at their joint functioning in the high-frequency path of line.

*Keywords:* overhead power lines, high-frequency communication devices, location probing device, joint work.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Устройства для обнаружения повреждений на линиях электропередачи (ЛЭП) активно разрабатывались в 50-х – 60-х годах 20-го века в Советском союзе и за рубежом. Наибольших успехов в данном направлении добились исследователи из Японии [1].

Разработанное в настоящее время в Казанском государственном энергетическом университете под руководством профессора Р.Г. Минуллина устройство локационного зондирования ЛЭП позволяет обнаруживать повреждения на них в виде обрывов и коротких замыканий, а также позволяет обнаруживать гололедные отложения на проводах ЛЭП [2-5].

В локационном устройстве в качестве зондирующего сигнала используются видеоимпульсы длительностью 1–10 мкс с амплитудой до 50 В. Импульсы вводятся в линию при помощи конденсатора связи в составе фильтра присоединения. При этом обеспечивается достоверное обнаружение повреждений на расстояниях до 100 км и определение толщины стенки гололедных отложений на расстоянии до 70 км [6-8].

Но высоковольтные ЛЭП напряжением 35 кВ и выше в большинстве случаев используются также для передачи сигналов технологической информации с помощью обра-

зованных по ним каналов высокочастотной (ВЧ) связи в диапазоне 30–1000 кГц. Это сигналы систем телемеханики, релейной защиты, автоматики и связи.

Для примера в табл. 1 приведены частотные диапазоны и амплитуды сигналов передатчиков с амплитудной модуляцией при одной боковой полосе (АМОБП) аппаратуры телемеханики, релейной защиты, противоаварийной автоматики и связи.

Таблица 1. ПАРАМЕТРЫ АППАРАТУРЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СВЯЗИ

Аппаратура технологической связи	Параметры		
	Несущие частоты в пределах, кГц	Амплитуда при $R_{ex} = 75 \text{ Ом, В}$	Вид модуляции
АВС-ЦМ «Нептун»	24–1000	до 55	АМОБП
ПВЗУ-Е	24–1000	до 45	АМОБП
ЛИНИЯ-М	24–1000	до 77	АМОБП
ISKRA SYSEN ET8	20–1000	до 77	АМОБП

Амплитуды сигналов наиболее распространенных рефлектометров локационного зондирования РЕЙС-105Р и РЕЙС-205 составляют соответственно 3,5 и 22 В.

Сопоставление приведенных данных показывает, что амплитуды выходных сигналов ВЧ аппаратуры технологической связи превышают амплитуду импульсов рефлектометров. Однако сигналы локационного зондирования, присутствуя в ВЧ тракте ЛЭП, могут быть помехой для работы ВЧ аппаратуры.

Различие в сигналах локационного зондирования и сигналах ВЧ аппаратуры технологической связи состоит в том, что в первом случае используются видеосигналы в виде треугольных широкополосных импульсов, спектральные составляющие которых занимают весь диапазон частот от 20 до 1000 кГц, разрешенный для использования в электроэнергетике. Во втором случае применяются узкополосные (4 кГц) модулированные по амплитуде или частоте синусоидальные сигналы (табл. 1). При этом импульсы локационного зондирования являются периодическими, а сигналы ВЧ аппаратуры являются случайными во времени.

В энергосистемах России и стран зарубежья происходит переход от аналоговых к цифровым устройствам технологической связи, которые обладают большей помехоустойчивостью и соответственно большей скоростью передачи данных по высокочастотному (ВЧ) тракту ЛЭП. Несмотря на явное преимущество цифровой техники по отношению к аналоговой она обладает рядом недостатков, к которым относится чувствительность входных цепей данных устройств к импульсным помехам. Кроме этого, к аппаратуре релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА) в соответствии с разработанными стандартами накладываются следующие ограничения:

- вероятность пропуска команды должна быть не более  $10^{-4}$ ;
- вероятность ложного действия должна быть не более  $10^6$  в случае скачкообразного увеличения затухания ВЧ тракта на 22 дБ и воздействия на приемник помех типа белого шума с соотношением сигнал/помеха 6 дБ в полосе 4 кГц;
- выходная мощность не более 100 Вт;
- максимальное время передачи команд РЗ и ПА не должно превышать 26 мс.

В связи с этим должны быть оптимизированы условия параллельной работы устройств технологической связи и автоматических локационных устройств диагностики линий электропередачи.

В настоящее время устройства локационного зондирования, установленные на действующих линиях электропередачи, работают совместно с такими устройствами как АВС-1, АВС-3, АКС-1, Линия-Р и др. Для обеспечения надежной и бесперебойной работы этих устройств необходимо выявить наиболее оптимальные параметры сигналов локационного зондирования.

С этой целью в качестве примера были проведены исследования влияния сигналов локационного устройства на работоспособность устройства приема-передающей аппаратуры ЛИНИЯ-Ц и устройства релейной защиты ЛИНИЯ-Р. Эти устройства разработаны в соответствии с существующими стандартами передачи данных по ВЧ тракту ЛЭП. Результаты экспериментальных исследований совместной работы этих устройств и локационного устройства диагностики линий электропередачи могут

быть обобщены и для других устройств, эксплуатируемых в энергосистемах России.

Аппаратура каналов связи, телемеханики, РЗ и ПА по линиям электропередач (АКСТ) ЛИНИЯ-Ц предназначена для организации высокочастотных каналов телефонии, телемеханики, передачи данных, релейной защиты и противоаварийной автоматики по высоковольтным линиям электропередачи 35-1150 кВ. Может работать с аналоговыми и цифровыми сигналами на входе приемника. Применяется в информационных структурах автоматизированной системы коммерческого учёта электроэнергии (АСКУЭ), диспетчерского и технологического управления энергосистемами и энергообъектами.

Аппаратура передачи и приема сигналов команд и сигналов релейной защиты (АКРЗ) ЛИНИЯ-Р, предназначена для передачи и приема сигналов РЗ по высокочастотному каналу связи, образованному проводами воздушных линий электропередачи с напряжением от 35 до 1150 кВ.

Измерения проводились в специализированной лаборатории ООО «Промэнерго».

## II. СОВМЕСТНОЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ЛОКАЦИОННОГО УСТРОЙСТВА С АКСТ ЛИНИЯ-Ц

Параметры аппаратуры ЛИНИЯ-Ц, имеющей в своем составе передатчик (станция А) и приемник (станция Б) приведены в таблице 1.

Таблица II. ПАРАМЕТРЫ АППАРАТУРЫ «Линия Ц»

	Станция А	Станция Б
Рабочие частоты, кГц	150-166	950-966
Мощность, Вт	80	30

При проведении испытаний аппаратура ЛИНИЯ-Ц была включена в работу через аттенюатор с затуханием 19 дБ, имитирующим затухание в контролируемой линии электропередачи. В ВЧ тракт, организованным таким образом, вносился белый шум с уровнем – 25 дБ, что соответствует шуму ВЛ 110 кВ в полосе 16 кГц (рис. 1).

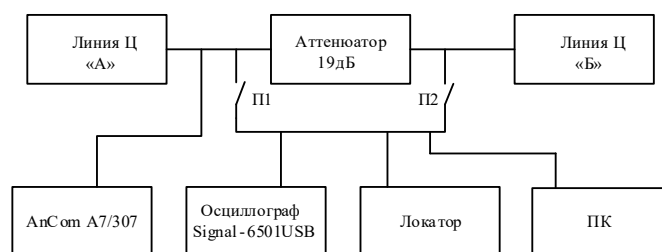


Рис. 1. Схема измерений при испытании устройства локационного зондирования и АКСТ ЛИНИЯ-Ц

Влияние устройства локационного зондирования на передачу данных оценивалась по количеству ошибок за одну минуту. Регистрация ошибок осуществлялась при помощи программы TESTCOM, установленной на персональный компьютер (ПК), который подключался поочередно к станции А и станции Б.

Канал передачи команд релейной защиты и противоаварийной автоматики контролировался на возникновение

ложных команд и выхода в аварийное состояние по светодной индикации аппаратуры ЛИНИЯ-Ц.

Контроль за спектральными составляющими сигналов, присутствующих в ВЧ тракте, осуществлялся при помощи анализатора систем связи AnCom A7.

Устройство локационного зондирования подключалось к ВЧ тракту через тройник поочередно со стороны станции А и станции Б, с запуском различными зондирующими сигналами, которые изменялись по длительности, амплитуде и периоду следования.

В ходе испытаний были получены следующие результаты:

- оптимальная длительность зондирующих видеоимпульсов локационного устройства лежит в пределах от 1 до 12 мкс при постоянной амплитуде 52 В;
- оптимальная амплитуда зондирующих импульсов находится в диапазоне от 10 до 60 В при постоянной длительности 2 мкс.

При отклонении параметров сигнала локационного зондирования от оптимальных значений наблюдается увеличение коэффициента ошибок при передаче данных со скоростью до  $10^{-5}$  в минуту. Но при этом скорость передачи данных по каналу связи существенно не меняется.

### III. СОВМЕСТНОЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ЛОКАЦИОННОГО УСТРОЙСТВА С АКРЗ ЛИНИЯ-Ц

При проведении испытаний аппаратура АКРЗ ЛИНИЯ-Р была введена в режим, имитирующий внешнее короткое замыкание на ЛЭП. Влияние локационного устройства на работу устройства ЛИНИЯ-Р оценивалось по амплитуде помех, возникающих от воздействия зондирующих импульсов. Предварительно было найдено, что наибольшее влияние локационного устройства на работоспособность аппаратуры ЛИНИЯ-Ц проявляется при длительностях сигнала более 12 мкс, то испытания с АКРЗ ЛИНИЯ-Р было решено провести при максимально возможной длительности импульса 12,75 мкс, которое обеспечивается локационным устройством.

По результатам испытаний было установлено, что сигналы локационного устройства проходят на контролируемые выходы аппаратуры ЛИНИЯ-Р. Сигнал аппаратуры ЛИНИЯ-Р представляет из себя постоянное напряжение амплитудой 28 В (рис 2, а). Помехи от устройства локационного зондирования обнаруживаются на фоне этого сигнала в виде последовательности остроконечных импульсов амплитудой 1,5 В и длительностью 40 мс (рис 2, б). Длительность этой помехи определяется временем сеанса зондирования, которая зависит от амплитуды нестационарных помех присутствующих в высокочастотном тракте линий электропередачи. Чем ниже амплитуда этих помех, тем меньше времени необходимо на один сеанс зондирования. Это связано с тем, что для устранения нестационарных помех в локационном устройстве необходимо применить операцию цифрового накопления сигнала, что в свою очередь требует большого числа измерений в одном сеансе зондирования.

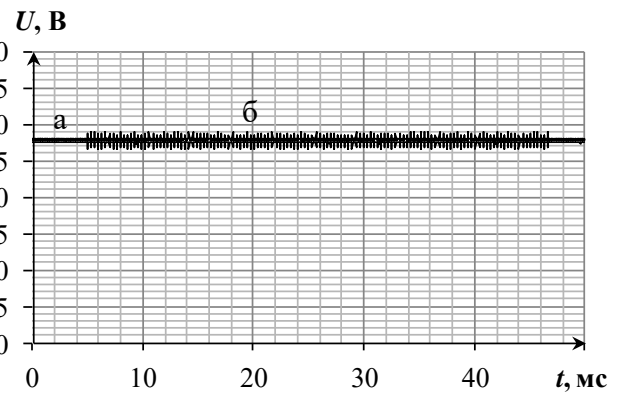


Рис. 2. Сигнал на выходе устройства «Линия-Р» при подаче на его вход пачки сигналов с выхода локационного устройства, где а – сигнал устройства ЛИНИЯ-Р; б – сигнал устройства ЛИНИЯ-Р в совокупности с наведенным сигналом от локационного устройства

Так как входные-выходные цепи аппаратуры ЛИНИЯ-Р представляют из себя колебательные контуры, то воздействие сигналов импульсного зондирования длительностью 12,75 мкс и амплитудой 30 В выражаются в виде затухающих колебательных сигналов с частотой 16 МГц и длительностью 0,4 мкс. (рис. 3) При этом более явно выражается воздействие переднего фронта импульса, (рис. 4, а). Это связано с тем, что передний фронт зондирующего сигнала имеет более высокую крутизну чем задний фронт.

При увеличении амплитуды зондирующего сигнала наблюдается увеличение помехи на фоне сигналов аппаратуры ЛИНИЯ-Р. Например, при увеличении амплитуды сигнала локационного устройства до 60 В амплитуда помехи возрастает до 2 В, а при 100 В – до 2,5 В. Таким образом отношение амплитуды сигнала аппаратуры ЛИНИЯ-Р к амплитуде помехи, создаваемым импульсами устройства локационного зондирования составляет не ниже 18 (рис. 3). В этих условиях вероятность ложного срабатывания устройств релейной защиты близка к нулю.

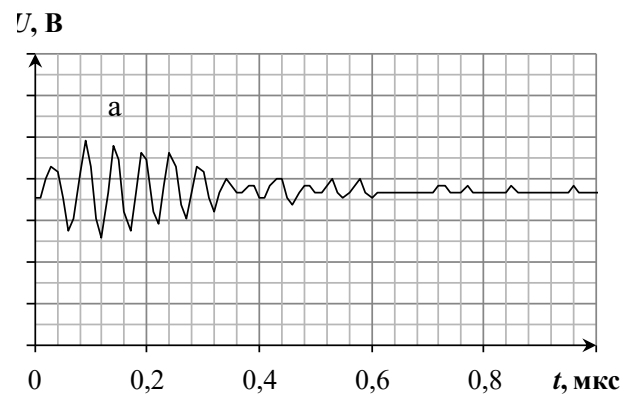


Рис. 3. Сигнал на выходе устройства ЛИНИЯ-Р при подаче на его вход сигналов с выхода локационного устройства, как результат воздействия переднего фронта его импульса на сигнал аппаратуры ЛИНИЯ-Р



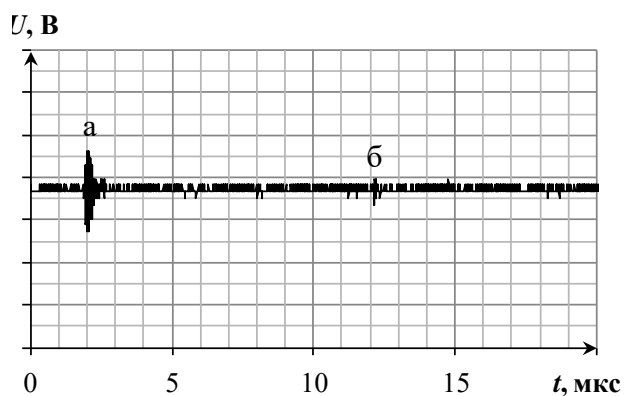


Рис. 4. Сигнал на выходе устройства ЛИНИЯ-Р при подаче на его вход одиночного сигнала с выхода локационного устройства, где а – воздействие переднего фронта импульса локационного устройства на сигнал аппаратуры ЛИНИЯ-Р; б – воздействие заднего фронта импульса локационного устройства на сигнал аппаратуры ЛИНИЯ-Р

Многолетние измерения на действующих линиях электропередачи показали, что оптимальная длительность импульса локационного зондирования, позволяющая достоверно обнаруживать повреждения и гололед на проводах, лежит в пределах от 1 до 5 мкс в зависимости от длины линии, а амплитуда в пределах 40–60 В. Влияние на работоспособность аппаратуры передачи и приема сигналов команд и сигналов релейной защиты минимально даже при длительностях сигнала локационного зондирования больше 12 мкс и амплитуде 100 В.

Аппаратура технологической связи, установленная на действующих ЛЭП, не испытывает влияния локационной аппаратуры, функционирующей в ВЧ трактах этих линий [6–10].

Таким образом, можно сделать вывод о том, что сигналы устройства локационного зондирования не нарушают устойчивую работу аппаратуры связи, телемеханики, передачи данных при штатных настройках ее параметров.

Авторы выражают благодарность сотрудникам Казанских, Приволжских и Бугульминских электрических сетей (ОАО «Сетевая компания», Татарстан) и

ООО «Промэнерго» (г. Каменск-Уральский) за помощь при выполнении измерений.

Исследования выполнены при финансовой поддержке ОАО «Сетевая компания», Академии наук Республики Татарстан, ПАО «ФСК ЕЭС», а также на средства гранта РФФИ по проекту № 15-48-02243.

#### Список литературы

- [1] Шалыт Г.М. Определение мест повреждения в электрических сетях. М.: Энергоиздат, 1982. 312 с.
- [2] Минуллин Р.Г., Фардиев И.Ш. Локационная диагностика воздушных линий электропередачи. Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2008. 202 с.
- [3] Минуллин Р.Г. и др. Обнаружение гололедных образований на линиях электропередачи локационным зондированием. Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2010. 208 с.
- [4] Minullin R.G., Fardiev I.Sh., Lukin E.I. et al. Specific features of the connection of a reflectometer to power transmission lines for location probing. // Russian Electrical Engineering. New York. Allerton Press, Inc., 2008. Vol. 79. № 2. PP. 84–91.
- [5] Minullin R.G., Petrusenko Yu.Ya., Fardiev I.Sh., Lukin E.I. Detection of Disconnection Faults and Double - Phase Short Circuits in the Wires of Overhead Transmission Lines by the Location Method. // Russian Electrical Engineering. New York: Allerton Press, Inc., 2009. Vol. 80. № 2. PP. 91–101.
- [6] Минуллин Р.Г., Горюшин Ю.А., Борщевский А.И., Касимов В.А., Яруллин М.Р. Опыт многоканального локационного мониторинга гололеда на линиях электропередачи. // Энергетика Татарстана. – 2015. – № 2 (38). – С. 3–18
- [7] Minullin R.G., Goryushin Yu.A., Cheresnyuk S.V., Kasimov V.A., Yarullin M.R. Multichannel radar monitoring of ice on power lines. // Proceedings 16th International Workshop on Atmospheric Icing of Structure (IWAIS-2015). Sweden. Uppsala, 2015. pp. 95–97.
- [8] Minullin R.G., Yarullin M.R., Kasimov V.A. Technology radar monitoring of overhead power lines when detecting ice formations. // Proceedings 16th International Workshop on Atmospheric Icing of Structure (IWAIS-2015). Sweden. Uppsala, 2015. pp. 99–100.
- [9] Минуллин Р.Г. Многоканальный локационный мониторинг гололеда на воздушных линиях электропередачи. // Электроэнергия. Передача и распределение. 2015. № 5 (32). С. 76–87.
- [10] Минуллин Р.Г., Горюшин Ю.А., Борщевский А.И., Касимов В.А., Яруллин М.Р. Многоканальная локационная система обнаружения гололеда на высоковольтных линиях электропередачи. // Энергия единой сети, 2015. № 5 (22). С. 44–58.

## **Секция № 6**

### **ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ И ЭКОНОМИКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ**

- Распределенная энергетика и собственная генерация потребителей энергии
- Силовая электроника и электропередачи постоянным током высокого напряжения
- Мониторинг переходных режимов и регистрация аварийных событий
- Экология в электроэнергетике
- Рыночные механизмы в электроэнергетике



## **Scientific sections № 6**

### **ELECTRICITY MARKETS AND FUTURE POWER SYSTEM DEVELOPMENT**

- Distributed energy generation and power consumers' auxiliary generation
- Power electronics and HVDC systems
- Transient states monitoring and credible events registration
- Ecology in power engineering
- Market mechanisms in power engineering

# Weighted sum approach in applying to evaluation of distributed generation design effectiveness in scale of a specific industrial customer

A.S. Dmitrieva

System Operator of the United Energy System of the Russian Federation  
Russian Federation  
dasustu@gmail.com

Nowadays, implementation of distributed generation to meet electricity and power demand on an industrial customer's side is gaining considerable interest because of an aim to reduce the share of transmission and distribution costs in electricity bills. At the same time far not any plan to develop distributed generation would be able to accomplish this task. In order to find a solution satisfying all characteristics a customer thinks need to accomplish, a design problem has to be formulated as a problem of multi-objective optimization challenge. Weighted sum approach is addressed to satisfy the requirement. There has been conducted the research of parameters of an in-house power plant for a specific customer located in Sverdlovsk region. Findings of this research indicate, that the decision making scheme based on weighted sum method might be addressed as a tool for a preliminary assessment of potential efficiency when it comes to developing specific customer's site generation.

*Keywords: distributed generation, industrial customer, multi-objective optimization, weighted sum approach.*

## I. BENEFITS OF DEVELOPING ON-SITE GENERATION

Nowadays, implementation of distributed generation to meet a need in electricity and power on an industrial customer's side is gaining a considerable interest. In the short term, probably the greatest advances through customer's on-site generation comes in the form of significant reducing the share of transmission and distribution costs in the electricity bill. Also, many industrial customers find an attractive idea being able to sell the excessive amounts of electricity on retail electricity markets. Under those conditions, far not any plan to develop distributed generation would be able to accomplish the task and be profitable at the same time.

In last decades, there has been a clear tendency of consumers to develop distributed generation commonly identified as units connected to distribution grid through circuits from which consumer loads are supplied directly. The major driver for Russian industrial customers demand for their own distributed generation is a potential significant decrease in the share of transmission and distribution costs in an electricity bill. Particularly, if distributed generation producing electricity and power on customer site meets all customer needs, transmission fees can drop to 0 % what is otherwise 37 – 52 % of electrical energy costs (depend on voltage levels).

Evidently, the share in primary cost of price for power, which industrial customers are paying, depends on manufacturing process. The significant electricity cost share in production costs is common to energy-intensive industries, such as steel, aluminum, copper, paper, chemical, textile, est.

Nowadays, development of on-site generation in Russia has potential benefits for companies being high-loads-factor customers and being sensitive to rising electricity costs (because of the large electricity cost share in gross value added). If they start to generate a high proportion of their electricity

consumption themselves, they can cut production costs and, therefore, manipulate a key factor for the competitiveness at product level of Russian industrial companies.

If the proportion of electricity consumption of an industrial customer is produced in its own power plant, the electricity cost burden structure is different since electricity purchase costs (including network costs, taxes and levies) declines and at the same time electricity production costs for in-house generation come up.

As a result, without thoughtful research there is a risk that costs of producing power on a customer's site turn out to be higher than power costs which a company faces in some retail electricity markets. In order to conduct the feasibility study we have to take the following actions.

First of all we introduce a customer under study in this paper. Than we clarify what is multi-objective optimization is and why we have to deal with that for the purposes of this paper. After that, we pick up a method used for purposes of this paper. The next step is to find out a multi-objective function. Finally, we conduct an optimization procedure and as a result obtain the number of units and the capacity of unit for an in-house power plant, based on decision maker preferences.

## II. PROBLEM AND A RESEACH METHOD DEFINITION

### A. Introduction of a customer

As we can see from Chapter 1, cost-efficiency of distributed generation development directly depends on what kind of industry a consumer considered belongs to. The example given in this paper is for one big cement producer located in Sverdlovsk region. It is assumed to consume 258 GWh of electricity per year. Peak load is assumed to reach maximum 40 MW. The cement producer under study is assumed to buy electricity and power on a retail electricity market.

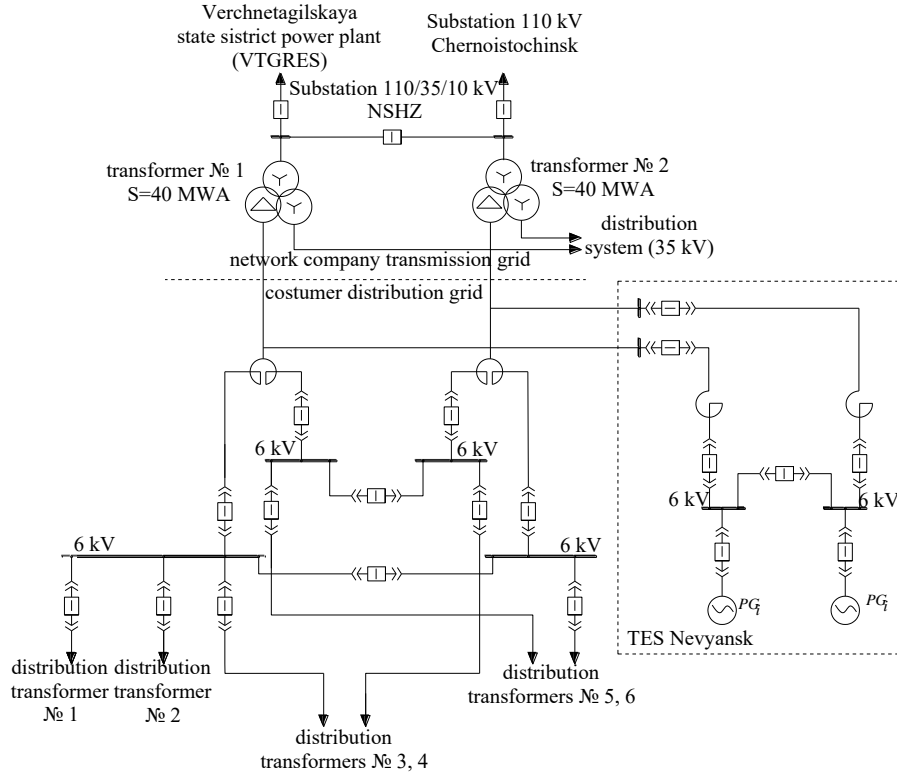


Fig 1. Design of TES Nevyansk connection to customer's distribution network.

The consumer decides to install their own new gas-turbine power plant «TES Nevyansk» at a specific bus to meet their energy requirement. Figure 1 shows, how TES Nevyansk is supposed to be connected to the distribution grid.

### B. What the multi-objective optimization is and why this is a multi-objective optimization

From one hand, the consumer is interested in minimizing payments for electricity and power purchased in a retail market. From the other hand, the consumer also wants to minimize costs necessary to build TES Nevyansk. Thus we have two objective functions to be optimized simultaneously and there is not a single solution that simultaneously optimizes each of them. Clearly, these objectives are in conflict since adding more generation units reduces electricity bills, but increases distributed generation investment and operational costs. In that case, the objective functions are said to be conflicting. To conclude, we face multi-objective optimization problem which is an optimization problem that involves multiple objective functions. As distinct from single-objective optimization, there is no single optimal solution in multi-objective optimization. Methods of multi-objective optimization leads to a set of alternatives with different trade-offs among the objectives. These solutions are called Pareto optimal solutions or non-dominated solutions. In mathematical terms, a multi-objective optimization problem can be formulated as

$$\begin{aligned} \min & (f_1(x), f_2(x), \dots, f_k(x)) \\ \text{s.t.} & x \in X, \end{aligned} \quad (1)$$

Where the  $k \geq 2$  is the number of objectives and the set  $X$  is

$$\begin{aligned} \text{Multi-objective} & = \text{Investment and operational costs to build TES Nevyansk} + \text{Costs of electricity and power delivered by a supplier} \\ \text{function} & \end{aligned}$$

the feasible set of decision vectors.

In our case the objective function consists, generally, of

### C. We need to pick up a method

The multi-objective optimization is a very difficult problem to solve. Often, the largest share of the design time is spent in finding the best compromise among different requirements  $f_1(x), f_2(x), \dots, f_n(x)$ , which, as mentioned above, are conflicting each other. This means, that the improvements of some objectives are worsening at least some of the others. The main idea of the most common algorithms has always been to merge all objectives  $f_i(x)$  into one single objective function  $f(x)$  and then to optimize  $f(x)$  by means of a scalar optimization algorithm. To this aim several possible solutions have been addressed and we pick the weighted sum approach as being the easiest of all the techniques since trying to optimize a weighted sum of all objectives:

$$f(x) = w_1 f_1(x) + w_2 f_2(x) + \dots + w_n f_n(x). \quad (2)$$

The main challenge lies in the choice of the weights  $w_1, w_2, \dots, w_n$ , that have the twofold purpose of normalizing the objectives in order to obtain a balanced sum and of implementing a hierarchy of the objectives giving priority to one instead of another.

### III. MULTI-OBJECTIVE FUNCTION RESEARCH

As mentioned above, we consider a case in which an aim is to determine total capacity of TES Nevyansk ( $P$ , MW), as well as the number of units required ( $n$ ) and the capacity of unit  $i$  ( $PG_i$ , MW).

### A. Investment and operational costs to build TES Nevyansk

Total costs ( $C_{total}$ ) for TES Nevyansk to build may be described as [1].

$$C_{total} = C_{inv} + C_{fuel} + C_{o,m} \rightarrow \min, \text{ rub}, \quad (3)$$

where  $C_{inv}$  – the investment cost,  $C_{fuel}$  – the fuel cost,  $C_{o,m}$  – the operation and maintenance cost.

It is important to say, all costs mentioned are calculated once referred to base year.

- Capital Costs necessary to build TES Nevyansk

$$C_{inv} = \sum_{t=1}^T \text{Cost}(inv)_t \cdot PG_t \cdot n_t, \text{ rub}, \quad (4)$$

where  $\text{Cost}(inv)_t$  – the cost in rub/MW for a unit in year  $t$ .  $T$  – study period.  $n_t$  – the number of unit required in year  $t$ .

- Fuel costs to produce electric power

The fuel cost of unit ( $C_i$ ) is a function of its energy output, normally in a nonlinear form. Usually the fuel cost curve is a function of the power generation  $PG$  in MW and is assumed to be parabolic of the form:

$$C_i(PG_i) = a \cdot PG_i^2 + b \cdot PG_i + c, \text{ rub/hr}, \quad (5)$$

where  $i$  – the number of unit;  $a, b, c$  – fuel cost coefficients of unit  $i$ .

For simplicity we assume all TES Nevyansk units are the same type and in that case

$$C_{fuel} = n \sum_{t=1}^T C_t(PG_i)_t \cdot n_t, \text{ rub}. \quad (6)$$

- The operation and maintenance cost

Similar to  $C_{inv}$ , the operation and maintenance cost is given as a linear function of  $PG_i$ , given by

$$C_{o,m} = \sum_{t=1}^T \text{Cost}(o,m)_t \cdot PG_t \cdot n_t, \text{ rub}, \quad (7)$$

where  $\text{Cost}(o,m)$  – the operation and maintenance cost (in rub/MW) for unit in year  $t$ .



Fig 2. Typical daily curve of the customer under study.

- Constraints

The generation capacity of TES Nevyansk should be sufficient in meeting the load.

$$n_t \cdot (PG_i)_t \leq 40 \dots \dots t = 1, \dots, T. \quad (8)$$

Gas-turbine power plant specifications are provided in Table I.

TABLE I. GAS-TURBINE POWER PLANTS DATA

Unit type	gas-turbine	
Investment cost, $C_{inv}$ , rub/kW	35 000	
Operation and maintenance cost, $C_{(o,m)}$ , rub/kW	100	
Study period, $T$ , year	1	
Fuel cost curve	$a$	0,01
	$b$	20
	$c$	1000

We apply data given in Table 1 and as a result obtain that

$$C_{total} = 0.01PG_i^2n + 35120PG_in + 1000n. \quad (9)$$

### B. Electricity and power payments

According to Russian national standards [2], customers with on-site generation are prohibited from flowing their excess generation onto network companies grids (when their generation exceeds their consumption), unless they are registered as electricity producers in the wholesale market or in retail markets (depends on their installed capacity), otherwise, they would be penalized. The main reason of that is because there would cause power to flow from a substation to transmission grids, creating a reverse power flow that grids are not designed to handle. This could lead to high voltage swings and other stress being placed on electric equipment. These potential strains on the system will require network companies to make investment in system upgrades [3]. Also, this bi-directional power flows require modifications of protection devices function. In order to cease excess generation as least as possible, the consumer under study weighted options and made a decision to operate generators of TES Nevyansk “in parallel” with the utility’s distribution grid for meeting base load demand and also to purchase additional electricity and power from power retail companies for meeting peak demand. Figure 2 shows an approximated typical daily load curve of the consumer under study (we assume, that the load does not vary in each 30 minutes).

As we know, electrical energy consumption  $W$  can be expressed as:

$$W = \sum_{j=1}^d P_j t_j, \quad (10)$$

where  $d$  – number of 30 minutes intervals;  $P$  – load, MW.

Thus, we need to purchase

$$W_{purchase} = W - \sum_{j=1}^d PG_j \cdot n \cdot t_j, \quad (11)$$

where  $W_{purchase}$  – electrical energy we need to buy on the retail electricity market.

According to Russian state policy [4], regional tariff services of Russian Federation establish regulated tariff in different options. The consumer under study chose the so-called “one-part tariff consisting of full cost of 1 kWh of electricity ( $c_w$ , rub/kWh) and 1 MW capacity ( $c_p$ , rub/MW) supplied during peak load hours (from 8 to 11 and from 18 to 21). According to information, published by the Trading system (pool) administration:  $c_w=1\ 130$  rub/kWh;  $c_p=331\ 231$  rub/MW. Clearly the cost of electricity and power purchased is:

$$C_{purchase} = 1055759 - 27120 \cdot PG_i \cdot n. \quad (12)$$

### **Multi-objective optimization process.**

As mentioned before, the optimization problem is to determine the  $PG_i$ ,  $n$  of TES Nevyansk, which fulfills

As discussed earlier, the next step is to define weights  $w_1$ ,  $w_2$ , since we choose weighed sum method for handling multi-objective optimization problems.

Assume that the decision maker provides  $w_1 = w_2 = 1$ . Otherwise, the decision maker considers minimizing costs to build TES Nevyansk as well as costs to buy power and electricity equally important. As a result, we define new objective function  $C$  to optimize:

$$C = w_1 C_{total} + w_2 C_{purchase}. \quad (13)$$

Matlab Optimization Toolbox provides functions for finding parameters that minimize objectives while satisfying constraints [5]. Because of the non-linear constraint the function `fseminf` is appropriate (the last one finds minimum of semi-infinitely constrained multi-objective nonlinear function.

```
function [c,ceq,K1,K2,s] = mycon(X,s)
if isnan(s(1,1)),
    s = [2 0; 2 0];
end
```

- Write the objective function

```
function f = myfun(x,s)
f = 0.01*x(1)^2*x(2)+20*x(1)*x(2)+1000*x(2)+1055759
```

- Write the semi-infinite constraint function, which includes the nonlinear constraints

```
w1 = 2:s(1,1):26; w2 = 2:s(2,1):26;
K1 = X(1)*X(2)-w1; K2 = -X(1)*X(2)+w2;
c = []; ceq=[];
```

- Call `myfun` with initial point (40, 1) and view the result.

```
>> x0 = [40; 1];
>> [x,fval] = fseminf(@myfun,x0,2,@mycon)
x =
6.2821
4.2535
```

Finally, we obtain that number of units of TES Nevyansk is 4, the capacity of each unit is 6,2 MW.

## IV. CONCLUSION

In summary, results obtained reveal the fact that the problem of making decision about development of in-house generation is challenging and might be handled with multi-objective optimization tools. The findings are in line with an idea that the problem requires thoroughly research. The multi-objective function is defined and optimization procedure is conducted (with usage of Matlab optimization tools) to indicate that the weighed sum approach method can give a decision maker an opportunity to take into account their own preferences while satisfying all constraints.

## References

- [1] Hossein Seifi. Electric power system planning. Issues, Algorithms and Solutions, Berlin: Springer, 2011, 379 pp.
- [2] Decision of Association “NP Market Council” 33/2010, dated 26 November 2010 “Provision on the procedure of defining the actual amount of electrical power supplied on the wholesale electricity and capacity market”
- [3] Massachusetts Institute of Technology. The Future of the Electrical Grid. Cambridge, Mass., 2011, 125 pp.
- [4] Guidelines of calculating regulated tariffs and prices of electric (thermal) power in the retail (consumer) market”, approved on August 6, 2004 by FTS of Russia Order 3№ 20-e/2.
- [5] Dyakonov V.; Kruglov V. Mathematics toolboxes of Mathlab [Manual], St. Petersburg, 2001, pp. 376-436.

# Роль топливно-энергетического комплекса в устойчивом развитии экономики Республики Узбекистан

Г.Ж. Аллаева

Ташкентский государственный технический университет  
Ташкент, Узбекистан  
allaeva74@mail.ru

В статье рассматривается современное состояние топливно-энергетического комплекса Республики Узбекистан, его место и роль в народном хозяйстве страны, а также перспективы его развития. На основе проведенного анализа выведена структура энергобаланса Республики Узбекистан, а также дан прогноз выработки электроэнергии в Узбекистане на 2025 год.

*Ключевые слова:* топливно-энергетический комплекс, устойчивое развитие экономики, энергобаланс, энергоструктура, возобновляемые источники энергии, инновационная энергетика, энергетические ресурсы, инвестиции.

## Role of fuel and energy complex in sustainable development of economy of Uzbekistan

GulchekhraAllaeva

Tashkent State Technical University n. a. Abu RayhanBiruni  
Tashkent, Uzbekistan  
allaeva74@mail.ru

In the article shown current state of the fuel and energy complex of the Republic of Uzbekistan, its place and role in the national economy and its development prospects. Based on the analysis derived energy balance structure of Uzbekistan, as well as the forecast of electricity production in Uzbekistan for 2025.

*Keywords:* Energy, sustainable development, economy, energy balance, energy structure, renewable energy, innovative energy, energy resources, investments.

Современный этап реформирования экономик стран СНГ предопределяет необходимость разработки механизмов и инструментов, реализация которых позволяет закрепить позитивные тенденции в экономике и обеспечить её устойчивое развитие.

Проблема устойчивого развития является одинаково актуальной как для экономики в целом, так и для ее отдельных секторов, важнейшим из которых является энергетический комплекс (ЭК). Важнейшими факторами, обеспечивающими устойчивое развитие энергетики в порядке их приоритета, являются: экономическая политика государства, обеспеченность природными энергетическими ресурсами, инвестиционные возможности по их освоению, наличие рынков сбыта энергоносителей, исторически сложившиеся социально-экономические отношения.

Обеспечивая все сферы жизнедеятельности государства, его энергетическую независимость, ЭК в значительной мере определяет экономическую и национальную безопасность страны. Эта безопасность заключается в гарантированном и бесперебойном обеспечении топливом и различными видами энергии всех секторов экономики в тех объемах и того качества, которые требуются в данных экономических условиях при нормальных и чрезвычайных обстоятельствах, а также исключении угроз, приводящих к нарушению обеспечения топливом и энергией.

Статистика показывает, что с ростом потребления энергии на одного жителя в год качество жизни повышается. Уровень жизни также зависит и от эффективности использования энергии. Очевидно, что в странах с более высоким потреблением энергии национальный доход на душу населения также выше (табл. 1) [7].

Потребность страны в энергии  $R$  определяется зависимостью

$$R = EN, \quad (1)$$

где  $E$  - годовое потребление энергии на душу населения;  $N$  - количество жителей в стране. Национальный доход на душу населения  $S$  пропорционален эффективности использования энергии:

$$S = fE, \quad (2)$$

где  $f$  - нелинейный параметр, определяющий эффективность использования энергии. Этот параметр аналогичен коэффициенту полезного действия.

Подставив  $E$  из (2) в (1), получим

$$R = SN/f. \quad (3)$$

<i>Страна</i>	<i>Потребление энергоресурсов на душу насе- ления, т. у.т.</i>	<i>Эффектив- ность использо- вания энергии, дол. США</i>
<b>США</b>	<b>8,3</b>	<b>3,9(8)</b>
<b>Канада</b>	<b>7,9</b>	<b>3,2 (9)</b>
<b>Финляндия</b>	<b>6,5</b>	<b>4,8(7)</b>
<b>Швеция</b>	<b>5,8</b>	<b>5,2 (6)</b>
<b>Франция</b>	<b>4,2</b>	<b>6,7(4)</b>
<b>Россия</b>	<b>4,2</b>	<b>0,5(18)</b>
<b>Германия</b>	<b>4,1</b>	<b>7,7(3)</b>
<b>Дания</b>	<b>3,9</b>	<b>10,0(2)</b>
<b>Швейцария</b>	<b>3,8</b>	<b>12,2(1)</b>
<b>Чехия</b>	<b>3,8</b>	<b>1,4(12)</b>
<b>Ирландия</b>	<b>3,7</b>	<b>6,7(5)</b>
<b>Эстония</b>	<b>3,2</b>	<b>1,3(14)</b>
Украина	3,0	0,6(17)
Венгрия	2,6	2,0(10)
Польша	2,5	1,7(11)
Беларусь	2,4	1,1(15)
Литва	2,2	0,9(16)
Латвия	1,6	1,5(13)

Таким образом, из зависимостей (1) и (3) следует, что потребность страны в энергии может быть удовлетворена или за счет наращивания мощности энергетических установок, или за счет эффективного использования энергии [7].

Энергетика развивается в тесных и сложных взаимосвязях с развитием экономики и общества, подчиняясь определенным закономерностям. Эти закономерности в многолетнем разрезе проявляются в виде тех или иных тенденций, количественные проявления которых варьируются под влиянием изменения технологических укладов, структуры экономики, уровня жизни, политических и других факторов. Новые социально-политические и экономические условия функционирования национальной энергетики предопределяют особую актуальность развития методологических и методических основ устойчивого развития, использования принципиально новых рыночных экономических подходов и механизмов в управлении национальной энергетикой. Необходимо отметить, что в настоящее время системные энергетические исследования не утратили свою актуальность при обосновании устойчивой энергетической стратегии страны.

Современные проблемы энергетики Республики Узбекистан лежат изначально не в энергетике, а в экономике, в которой происходят кардинальные изменения, связанные с заменой жесткого централизованного управления рыночными механизмами, значительным расширением экспортно-импортных связей, в том числе и в ЭК, и т.д.

Если сравнить содержание современных проблем надежного энергоснабжения с теми, которые являлись

предметом исследования на предыдущих этапах, в том числе в советский период, то можно отметить их отличие, как по содержанию, так и по масштабам.

Современная энергетика представляет собой сложный, многофункциональный, иерархически организованный технико-экономический и технологический комплекс, непрерывно изменяющийся во времени под воздействием формирующейся рыночной среды, внешних и внутренних факторов и условий. В настоящее время кардинально изменились организационная структура и условия развития и функционирования всей системы топливно - и энерго-снабжения страны.

В течение ряда лет относительно жесткой монетарной политики, которая возможно была объективной необходимостью для стабилизации макроэкономической ситуации в стране, энергетика выступала и продолжает выступать инструментом социальной и промышленной политики, кредитуя другие сектора экономики.

Начиная с 1995 года Узбекистан, благодаря последовательной деятельности руководства государства, добился энергетической независимости – республика стала самодостаточной в проблеме энергообеспеченности.

Важным результатом экономических реформ, осуществляемых по инициативе Президента Ислама Каримова, стало техническое и технологическое обновление одной из ключевых отраслей реального сектора – энергетики. Осуществляются конкретные меры по повышению эффективности использования мощностей электростанций, снижению удельной энергоемкости, сокращению доли природного газа за счет увеличения использования угля в процессе энергопроизводства, на основе модернизации, технического и технологического перевооружения предприятий, внедрения ресурсосберегающих технологий, и как результат обеспечение надежного и качественного снабжения потребителей электрической и тепловой энергии в долгосрочной перспективе [1].

Энергетическая политика Узбекистана соответствует мировым тенденциям формирования структуры энергетического баланса, в которой замещения одних видов топлива другими формируются по следующей схеме: уменьшение доли нефти, нефтепродуктов и газа при одновременном росте потребления угля. Экономика Узбекистана является очень энергоемкой по международным стандартам. Индекс ВВП на единицу энергопотребления (в постоянных ценах 2009 года ППС в долл. США за 1 кг нефтяного эквивалента) для Узбекистана в 2013 году был равен 1,5 долл. США за кг нефтяного эквивалента. Для сравнения аналогичный показатель в том же году для России – 3, Туркменистана – 1,7, США – 5,9, Швейцарии – 10,6, Сингапура – 12,5, Индонезии - 4,3. Это обусловлено использованием технологически устаревшего оборудования, высокой долей топливно-энергетических ресурсов в экспорте страны, сравнительно низкими ценами на электроэнергию и некоторые виды топлива, неадекватная система учета производства и потребления электроэнергии и энергетических ресурсов и др.[3].

В настоящее время реализуются, и в ближайшем будущем планируется реализовать большое количество инвестиционных проектов в электроэнергетическом и нефтегазовом секторах по модернизации существующих мощностей и внедрению новых эффективных технологий в процесс производства и передачи энергии, которые спо-



способствуют повышению энергоэффективности в этих отраслях. В целях поддержки темпов роста ВВП страны и в целях удовлетворения нужд потребителей в надежном и бесперебойном энергоснабжении, требуются существенные инвестиции для обновления, замены и повышения мощностей инфраструктуры энергоснабжения.

Важнейшим приоритетом социально-экономического развития энергетической отрасли в краткосрочной перспективе является продолжение реформирования электроэнергетики и угольной промышленности, ускорение реализации инвестиционных проектов по дальнейшему развитию и модернизации энергетических предприятий на базе внедрения новых технологий и оборудования, оптимальных схем передачи и распределения электрической энергии в энергосистеме, разгрузке линий электропередачи и улучшению режимов работы оборудования электростанций.

В последние годы энергосистема Узбекистана ежегодно вырабатывает порядка 47-52 млрд кВтч электроэнергии. Основную часть электроэнергии (более 90 %) производят тепловые электростанции, имеющие благоприятный с точки зрения экологии топливный баланс: доля газа составляет 88 %, мазута 8 % и угля 4 %, хотя структура установленных мощностей позволяет увеличить долю электроэнергии, вырабатываемой на угле.

Если для нужд энергетики к 2010 г. необходимо было 16,3 млн т.у.т., то к 2015 г. требуется 18,5 млн. т.у.т, к 2020 г. 20,1 млн. т.у.т. и 22,3 млн. т.у.т. в 2025 г [1]. В структуре энергобаланса Узбекистана в основном преобладают углеводороды – их доля составляет более 96 % (рис. 2). В настоящее время приняты ряд правительственных решений [2,4], которые приведут к диверсификации энергобаланса Узбекистана.

Таким образом, основными целями дальнейшего развития энергетического комплекса в целях обеспечения устойчивого развития экономики Узбекистана являются:

- техническое перевооружение и модернизация добывающей и генерирующих мощностей с применением современных технологий энергопроизводства;

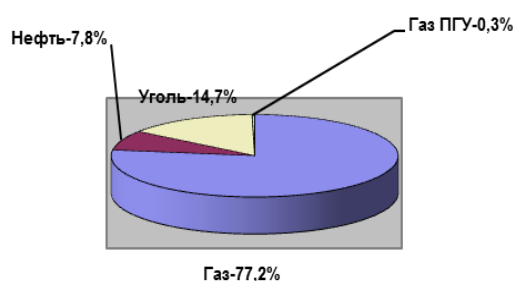


Рис. 1. Структура выработки электроэнергии в Узбекистане, 2025 год [5]. Требуемое количество первичной энергии – 22,3 млн т.у.т.



Рис. 2. Структура энергобаланса Республики Узбекистан [5] Суммарное производство энергоресурсов: 2015 год - 82 млн т.у.т.

- диверсификация энергобаланса страны, позволяющая на основе современных технологий перейти от газового к газозоугольному укладу и широкомасштабному применению ВИЭ;
- энергоэффективность и энергосбережение в отраслях экономики. В связи с этим необходимо дальнейшая разработка её правовых и нормативных основ, с учетом достижений других стран в этом вопросе;
- широкое применение возобновляемых источников энергии;
- снижение негативного воздействия энергопроизводства на окружающую среду.

#### Список литературы

- [1] О приоритетах развития промышленности в Республике Узбекистан в 2011-2015 годах. Постановление Президента И. Каримова от 15 декабря 2010 года.
- [2] Постановления Президента Республики Узбекистан №ПП-1442 от 15.12.2010г. «О приоритетах развития промышленности Республики Узбекистан в 2011-2015 годах» и №ПП-1668 от 27.12.2011г. «Об Инвестиционной программе Республики Узбекистан на 2012 год».
- [3] Национальный доклад по Республике Узбекистан. Составлен в рамках проекта Европейской экономической комиссии ООН "Повышение синергетического эффекта национальных программ стран-членов СНГ по энергоэффективности и энергосбережению для повышения их энергетической безопасности". Автор: Джамшид Абдусаламов ГАК «Узбекэнерго» 2013.
- [4] Увраимов И.А. Обзор ключевых трендов на мировом и центральноазиатском нефтегазовом рынке. Узбекский журнал нефти и газа. Спец выпуск, май, 2013, с.28-35.
- [5] Аллаев К.Р. Энергетика мира и Узбекистана. Т. «Молия», 2007, 388 с.
- [6] Альтернативные источники энергии: возможности использования в Узбекистане. Аналитический доклад. Центр экономических исследований. ПРООН. 2011, 74 с.
- [7] Энергосбережение и энергетический менеджмент: учеб. пособие / А.А. Андрижиевский, В.И. Володин. - Мн.: Выш. шк., 2005.- 294 с.

# Прогнозирование показателей развития электроэнергетических систем

С.С. Ананичева, Д.С. Белокобыльский

ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»  
Уральский энергетический институт, Екатеринбург, Россия  
belo.dima@gmail.com

Прогнозирование показателей развития энергосистем необходимо выполнять с учетом их территориальной, функциональной и временной иерархии. Большинство моделей прогнозирования ориентированы на прогнозирование показателей одного уровня иерархии. Многообразие условий и показателей прогнозирования определяет потребность в разработке различных методов и моделей прогнозирования, в том числе методов согласования прогнозов показателей на соседних уровнях иерархии. Использование моделей трендов позволяет выполнить построение одновременных моделей прогнозирования, однако при этом требуется обеспечение однотипности моделей систем и их объединения, что существенно снижает возможности их использования.

В работе рассмотрены вопросы формирования математических моделей прогнозирования электропотребления и максимальных нагрузок в иерархических системах и согласования их прогнозных оценок на основе регрессионных моделей, согласование прогнозов выполнено с использованием балансного метода на основе коэффициентов небаланса. Целью построения моделей является прогнозирование электропотребления и максимальных нагрузок энергосистем Урала на период с 2016 по 2025 годы. Разработаны алгоритмы и программа формирования независимых и согласованных прогнозов показателей развития энергосистем. Построены модели прогнозирования нагрузок и выполнено согласование прогнозов на примере районных энергосистем и их объединения.

Оценка точности прогнозных оценок, произведенная по контрольной выборке электропотребления и максимальных нагрузок энергосистем Урала на период с 2013 по 2015 годы, выявила высокие прогностические свойства большинства моделей для изолированных систем и достаточно хорошую согласованность прогнозов.

*Ключевые слова: иерархические системы, максимальные мощности нагрузок и электропотребление, регрессионные модели, прогнозирование, согласование прогнозов.*

## Forecasting of the indicators of power systems development

S.S. Ananicheva, D.S. Belokobyl'skij

Ural Federal University n. a. the first President of Russia B.N. Yeltsin, Ural Power Engineering Institute  
Yekaterinburg, Russia  
belo.dima@gmail.com

Forecasting of the indicators of power systems development has to be performed in accordance with their territorial, functional and temporal hierarchy. The majority of prediction models are focused on forecasting of indicators of one level of hierarchy. The variety of conditions and the prediction parameters causes to develop different methods and forecasting models, including the methods of coordination of indicator forecasts on the adjacent levels of the hierarchy. Using models of trends allows us to construct simultaneous prediction models, but it is required to obtain uniformity of power systems simulators and their integration, which significantly reduces the possibility of their use.

The paper considered the development of mathematical models to predict power consumption and maximum loads in hierarchical systems and harmonize their intermediate estimations on the basis of regression models. Coordination of forecasts carried out using the balance sheet method on the basis of the unbalance factors. The aim of building models is to predict the power consumption and maximum loads of the Urals power systems for the period from 2016 to 2025 years. Algorithms and the programs of formation of independent forecasts and agreed indicators of energy systems development have developed. The models of loads forecasting are built and the coordination of forecasts has been performed by the example of regional energy systems and their association.

Evaluation of the accuracy of forecast estimates produced by a control sample of power consumption and maximum loads of power systems of the Urals for the period from 2013 to 2015, revealed a high predictive properties of most models for isolated systems and reasonably good coherence of forecasts.

*Keywords: hierarchical systems, maximum power load and power consumption, regression models; forecasting, coherence of forecasts.*

Одной из важнейших задач, которые определяют успешность работы электроэнергетических систем, является прогнозирование электрических нагрузок и электропотребления. Прогнозы электрических нагрузок и электропотребления необходимо получать для различных территориальных зон, от отдельных узлов нагрузок до единой энергосистемы России, и на различные временные этапы.

К настоящему времени разработано значительное количество методов прогнозирования показателей развития электроэнергетических систем [1–4], однако большинство их ориентировано на применение к объектам одного иерархического уровня. В результате, прогнозирование показателей развития каждого объекта выполняется независимо, на основе параметров, определяющих соответствующее территориальное или функциональное подразделение. В действительности все объекты прогнозирования должны рассматриваться как подсистемы по отношению к системе более высокого иерархического уровня и, в свою очередь, являться системами по отношению к составляющим их элементам.

Прогнозирование электропотребления и электрических нагрузок выполняется на всех иерархических уровнях электроэнергетических систем, поэтому весьма актуальной является задача согласования их прогнозов на различных иерархических уровнях [5]. Согласование прогнозов в иерархических системах можно выполнить при построении одновременных моделей показателей развития электроэнергетических систем различных иерархических уровней [6].

Согласованность прогнозных оценок показателя  $y_{\Sigma_t}$  для объединенной системы на временной этап  $t$  с суммой прогнозных оценок тех же показателей  $y_{it}$  для всех  $i = 1, 2, \dots, m$  подсистем, входящих в объединение на тот же этап  $t$  для всего срока прогнозирования  $t = t_{N+1}, \dots, t_T$  означает, что

$$\sum_{i=1}^m y_{it} = y_{\Sigma_t} \quad (1)$$

Выборочная совокупность  $x_j, j = 1, 2, \dots, n$  включает все информативные параметры, влияющие на прогнозируемые показатели  $y_i, i = 1, 2, \dots, m$  и  $y_{\Sigma}$ . Математические ожидания прогнозируемого показателя для объединенной системы  $M(y_{\Sigma})$  и прогнозируемых показателей  $M(y_i)$  для каждой из подсистем  $i = 1, 2, \dots, m$  записываются в зависимости от одной выборочной совокупности переменных  $x_j, j = 1, 2, \dots, n$ :

$$M(y_{\Sigma}) = \sum_{j=1}^n a_{\Sigma j} x_j, i = 1, 2, \dots, m, \quad (2)$$

$$M(y_i) = \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j, i = 1, 2, \dots, m. \quad (3)$$

При этом для некоторых энергосистем  $i$  выборочная совокупность параметров  $x_j, j = 1, 2, \dots, n$  может оказаться избыточной, в этом случае модели  $y_i$  при избыточных параметрах  $x_j$  имеют нулевые коэффициенты.

Для получения согласованного прогноза подсистем  $i$  и их объединения достаточно учесть дополнительно систему ограничений вида:

$$a_{\Sigma j} = \sum_{i=1}^m a_{ij}, j = 1, 2, \dots, n, \quad (4)$$

Векторы прогнозируемых показателей для подсистем  $\vec{Y}_i, i = 1, 2, \dots, m$  и объединенной системы  $\vec{Y}_{\Sigma}$  и ошибок моделирования для подсистем  $\vec{E}_i, i = 1, 2, \dots, m$  и системы  $\vec{E}_{\Sigma}$  имеют одинаковую размерность равную размерности выборочной совокупности  $N$ . Векторы коэффициентов моделей для подсистем  $\vec{A}_i, i = 1, 2, \dots, m$  и их объединения  $\vec{A}_{\Sigma}$  также имеют одинаковую размерность равную числу параметров  $n$ . Общая для всех систем выборочная совокупность параметров  $X$  имеет размерность  $n \times N$ .

Система согласованных моделей  $\vec{Y}_i, \vec{Y}_{\Sigma}$  и имеет вид:

$$\begin{aligned} \vec{Y}_i &= X\vec{A}_i + \vec{E}_i, \quad i = 1, 2, \dots, m; \\ \vec{Y}_{\Sigma} &= X\vec{A}_{\Sigma} + \vec{E}_{\Sigma}, \end{aligned} \quad (5)$$

или выражения для векторов ошибок моделирования:

$$\begin{aligned} \vec{E}_i &= \vec{Y}_i - X\vec{A}_i, \quad i = 1, 2, \dots, m; \\ \vec{E}_{\Sigma} &= \vec{Y}_{\Sigma} - X\vec{A}_{\Sigma}. \end{aligned} \quad (6)$$

Для оценки коэффициентов одновременных моделей (5) применяется многомерный регрессионный анализ с учетом системы ограничений (4). Если объединенной системе присвоить номер «0», то суммарная функция ошибок моделирования для всех подсистем и их объединения имеет вид:

$$\Phi = \sum_{i=0}^m \sum_{k=1}^N \varepsilon_{ik}^2 = \sum_{i=1}^m (\vec{Y}_i - X\vec{A}_i)' (\vec{Y}_i - X\vec{A}_i) + (\vec{Y}_{\Sigma} - X\vec{A}_{\Sigma})' (\vec{Y}_{\Sigma} - X\vec{A}_{\Sigma}) \rightarrow \min \quad (7)$$

С учетом ограничения (3):

$$\Phi = \sum_{i=1}^m (\vec{Y}_i - X\vec{A}_i)' (\vec{Y}_i - X\vec{A}_i) + (\vec{Y}_{\Sigma} - X\vec{A}_{\Sigma})' (\vec{Y}_{\Sigma} - X\vec{A}_{\Sigma}) \rightarrow \min \quad (8)$$

Приравнивание частных производные по неизвестным коэффициентам моделей к нулю дает возможность получить систему нормальных уравнений размерностью  $m \times n$

$$(X'X) \left( \vec{A}_i + \sum_{i=1}^m \vec{A}_i \right) = X' (\vec{Y}_i + \vec{Y}_{\Sigma}), i = 1, 2, \dots, m \quad (9)$$

Решение системы (9) позволяет определить коэффициенты уравнений  $\vec{A}_i, i = 1, 2, \dots, m$  одновременных согласованных моделей прогнозирования для подсистем, коэффициенты для объединенной системы находятся по (4).

При неудовлетворительном результате построения моделей из-за плохой обусловленности матрицы  $X$ , при этом условии (4) не выполняется, в таком случае для получения моделей можно использовать корректирующие коэффициенты связи. Основной принцип согласования

прогнозов на основе корректирующих коэффициентов связи заключается в том, что прогнозы по подсистемам согласуются с прогнозом системы верхнего соседнего иерархического уровня. Такой принцип согласования основан на использовании свойства снижения точности прогнозов при переходе к более низкому уровню иерархии из-за возрастания влияния случайных факторов. Тогда корректирующие коэффициенты связи определяются в виде:

$$k_j = \frac{a_{\Sigma j}}{\sum_{i=1}^m a_{ij}} a_{\Sigma j}, j = 1, 2, \dots, n \quad (10)$$

и модифицируют модели подсистем следующим образом:

$$y_i = \sum_{j=1}^n k_j a_{ij} x_j, i = 1, 2, \dots, m. \quad (11)$$

Для построения согласованных моделей прогнозирования показателей развития электроэнергетических систем разработан расчетный модуль в рамках комплекса MATLAB.

Описанная методика построения одновременных согласованных моделей прогнозирования в иерархических системах использована для построения трендовых моделей прогнозирования электропотребления и максимальных нагрузок для двухуровневой иерархической энергосистемы Урала. В качестве системы верхнего иерархического уровня рассмотрена объединенная электроэнергетическая система (ОЭС) Урала, в качестве подсистем – региональные электроэнергетические системы (РЭС). При этом для сокращения размерности задачи в рамках ОЭС Урала выделено четыре подсистемы: Тюменская РЭС (ЭС–1), Свердловская РЭС (ЭС–2), Челябинская РЭС (ЭС–3), и прочие РЭС (ЭС–4). В качестве выборочных совокупностей прогнозируемых показателей для построения моделей использованы отчетные материалы по исследуемым энергосистемам за период с 1996 по 2011 годы, выборочные совокупности за 2012–2015 годы использованы в качестве контрольных выборок для оценки прогностических свойств моделей.

Таблица II. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

Сис-тема	Прогноз электропотребления /доверительный интервал прогноза на 2016-2025гг, млрд. кВт·ч / %									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ЭС–1	105,38/ 5,9	109,00/6,1	112,50/6,2	115,69/6,3	118,84/6,4	123,04/6,5	127,28/6,7	131,44/6,8	135,65/7,0	139,86/7,1
ЭС-2	44,02/ 4,2	44,24/4,2	44,39/4,3	44,56/4,4	44,75/4,5	44,84/4,6	44,95/4,7	45,16/4,8	45,28/4,8	45,59/4,9
ЭС-3	36,96/ 4,9	37,39/4,9	37,18/5,0	37,23/5,1	37,24/5,1	37,27/5,2	37,31/5,2	37,43/5,3	37,58/5,4	36,67/5,5
ЭС-4	92,41/ 2,6	92,92/2,5	94,26/3,7	95,64/3,8	97,06/3,9	98,53/4,0	100,05/4,1	101,61/4,1	103,21/4,2	104,87/4,3
ОЭС	278,77/ 1,7	283,55/1,7	288,33/1,8	293,12/1,9	297,89/2,0	303,68/2,1	309,59/2,2	315,64/2,2	321,72/2,3	326,99/2,4

Формирование общей выборочной совокупности параметров  $X$  для построения согласованных моделей прогнозирования максимальных мощностей выполнено на основе построенных независимых моделей трендов мак-

Построению согласованных одновременных моделей электропотребления предшествует формирование общей выборочной совокупности параметров  $X$ . В работе с этой целью на основе регрессионного анализа определены виды независимых моделей трендов электропотребления для всех подсистем и их объединения.

Коэффициенты согласованных моделей прогнозирования электропотребления для ОЭС Урала и входящих в нее четырех рассматриваемых подсистем и их доверительные интервалы, найденные с 95% значимостью, показаны в табл. I. Там же приведены максимальные погрешности моделей, определенные по выборочным и контрольным совокупностям электропотребления. Оценка ошибок моделирования по критерию Фишера [5], выполненная с 95% значимостью, подтвердила адекватность моделей электропотребления для всех РЭС и ОЭС Урала.

Таблица I. СОГЛАСОВАННЫЕ МОДЕЛИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

Сис-тема	Коэффициенты моделей и их доверительные интервалы			Оценка погрешности, %	
	$a_1/\Delta a_1$ (%)	$a_2/\Delta a_2$ (%)	$a_3/\Delta a_3$ (%)	Выборочная совокупность	Контрольная совокупность
ЭС-1	39,49/6,4	2,96/7,7	0	4,09	2,81
ЭС-2	34,88/6,1	1,39/15,4	-0,04/35,3	2,61	2,41
ЭС-3	26,53/5,6	0,95/17,9	-0,02/31,4	2,25	1,84
ЭС-4	73,19/4,4	0,77/18,2	0	1,74	1,6
ОЭС	174,09/2,1	6,07/5,6	-0,06/16,6	1,25	1,11

На основе системы одновременных моделей, приведенных в табл. I, выполнен прогноз электропотребления двухуровневой иерархической энергосистемы Урала до 2025 года. Прогнозные значения электропотребления (млрд.ГВт·ч) и доверительные интервалы прогнозов (%), найденные с 95% значимостью, приведены в табл. II.

симальных мощностей для всех подсистем и их объединения.

Особенностью построения согласованных моделей максимальных нагрузок в иерархической системе является

необходимость учета эффекта объединения энергосистем – снижения максимальной мощности нагрузки системы верхнего иерархического уровня по сравнению с суммой максимальных мощностей региональных систем [7].

Получение согласованных прогнозов максимальных нагрузок подсистем  $P_{imax}$ ,  $i = 1, 2, \dots, m$  и их объединения  $P_{\Sigma max}$  выполняется поэтапно. Первоначально по выборочным совокупностям анализируются мощности нагрузок  $P_{imax}$  подсистем  $i$  в период максимума нагрузки объединенной системы и вычисляются выборочные значения коэффициентов участия подсистем  $k_{maxi}$  в максимуме нагрузки объединенной системы:

$$k_{maxi} = \frac{P_{icmax}}{P_{imax}} \quad (12)$$

Затем строятся регрессионные модели прогнозирования коэффициентов участия  $k_{maxi}$  и выполняется их прогноз. Далее выполняется построение одновременных со-

гласованных моделей мощностей нагрузок  $P_{icmax}$  подсистем в период максимума нагрузки системы и максимума нагрузки объединения  $P_{\Sigma max}$ .

Заключительным этапом является расчет согласованных прогнозов максимальных нагрузок подсистем  $P_{imax}$  с использованием прогнозных оценок коэффициентов участия подсистем  $k_{maxi}$  в максимуме нагрузки объединенной системы:

$$P_{imax} = \frac{P_{icmax}}{k_{maxi}} \quad (13)$$

В табл. III приведены прогнозы максимальных нагрузок (ГВт) двухуровневой иерархической энергосистемы Урала до 2025 года и доверительные интервалы прогнозов (%), найденные с 95% значимостью.

Таблица III. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ МАКСИМАЛЬНЫХ НАГРУЗОК

Система	Прогноз максимальных нагрузок/доверительный интервал прогноза на 2016-2025гг, ГВт / %									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ЭС-1	12,97/6,4	13,31/6,3	13,65/6,4	13,99/6,2	14,33/6,2	14,86/6,2	15,30/6,1	15,48/6,1	15,77/6,1	16,00/6,1
ЭС-2	6,73/4,3	6,74/4,7	6,75/5,2	6,75/5,7	6,76/6,4	6,76/7,2	6,77/8,1	6,77/9,1	6,78/10,1	6,78/11,3
ЭС-3	5,49/3,6	5,54/3,6	5,59/3,7	5,65/3,8	5,68/3,9	5,74/3,9	5,78/4,0	5,80/4,0	5,92/4,1	5,97/4,1
ЭС-4	14,32/2,8	14,43/2,8	14,53/2,9	14,63/2,9	14,64/3,1	14,66/3,2	14,68/3,4	14,98/3,5	15,07/3,6	15,30/3,7
Σ по РЭС	39,52	40,02	40,52	41,02	41,52	42,02	42,53	43,03	43,54	44,05
ОЭС	38,88/0,6	39,37/0,8	39,87/1,0	40,37/1,2	40,87/1,4	41,36/1,6	41,86/1,8	42,36/2,2	42,86/2,4	43,35/2,6

### Список литературы

- [1] Макаров А.А. Системные исследования развития энергетики. – М.: Издательский дом МЭИ, 2015. – 280 с.
- [2] Филиппова Т.А., Дронова Ю.В., Зимин Р.В., Русина А.Г., Тутундаев М.Л. Модели прогнозирования электропотребления и мощностей нагрузки электроэнергетических систем с учетом особенностей их функционирования на электроэнергетическом рынке // Электрика. – 2006. - № 10. – С. 35-39.
- [3] Гальперова Е.В. Особенности прогнозирования электропотребления на региональном уровне // Известия Академии наук. Энергетика. – 2004. – № 4. – С. 61-66.
- [4] Корнеев А.Г., Агафонов Г.В., Цапах А.С. Методические подходы к долгосрочному прогнозированию электропотребления восточных регионов России // Сборник статей всероссийской конференции «Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление». – Иркутск: ИСЭМ СО РАН. – 2015. – 591 с.
- [5] Мардер Л.И., Мызин А.Л. Регрессионные и авторегрессионные модели прогнозирования показателей развития электро-энергетических систем // Электричество, – 1975. – № 2. – С. 14-18.
- [6] Ананичева С.С., Мезенцев П.Е., Мызин А.Л. Модели развития электроэнергетических систем. – Екатеринбург : УРФУ, 2014. – 148 с.
- [7] Манусов В.З., Хохлова С.В. Нейросетевые модели для анализа и прогнозирования нагрузки энергосистемы // Электрика. – 2004. - № 6. – С. 28-30.

# Оптимизация состава и параметров автономного ветродизельного комплекса

Р.В. Андреев

ОАО «Научно-технический центр Единой энергетической системы» (ОАО «НТЦ ЕЭС»)  
Санкт-Петербург, Россия  
andreevroman89@mail.ru

В России для обеспечения электроснабжения удаленных от централизованной энергосистемы потребителей все чаще стали использовать автономные ветродизельные комплексы. При этом на сегодняшний день не существует конкретной методики, позволяющей провести выбор оптимального состава и параметров его основных узлов. При разработке методики использовались методы статистического анализа данных, а также методы оценки эффективности инвестиций. Исходными данными являлись характеристики потребителя и реальные данные метеонаблюдений. Предложен способ оценки реального объема электроэнергии, получаемой потребителем от ветроэнергетической установки. Разработана методика оптимизации количественного состава и параметров оборудования, входящего в состав автономного ветродизельного комплекса. Разработанная методика позволяет определить оптимальный состав и параметры автономного ветродизельного комплекса с технической и экономической точек зрения, что является актуальным для потребителей, которые планируют применять данные комплексы для обеспечения электроснабжения.

*Ключевые слова: автономный ветродизельный комплекс, выбор оборудования, оптимизация, оценка экономической эффективности.*

## Optimization of structure and parameters of the stand-alone wind-diesel complex

Roman Andreev

JSC «Scientific and Technical Center of Unified Power System» (JSC «STC UPS»)  
Saint-Petersburg, Russian Federation  
andreevroman89@mail.ru

In Russia to provide electricity supply to consumers, which removed from a centralized power system, increasingly began to use stand-alone wind-diesel complexes. Wherein today has been no specific technique aimed at the conducting selection of the optimal structure and parameters of its main units. The developed algorithm is based on some methods of statistical data analysis and evaluation method of the effectiveness of the investment projects. The consumer characteristics and the actual data of meteorological observations have been used as input data for the analysis. The method of estimating the real amount of electricity, received by the consumer from wind turbine, has been proposed. A technique of optimizing the quantitative composition and the parameters of the equipment, which is part of the stand-alone wind-diesel complex, has been developed. The developed technique allows determining optimal structure and parameters of the stand-alone wind-diesel complex from a technical and economic point of view. This is important for the consumers, who plan to use these complexes to provide electricity supply.

*Keywords: stand-alone wind-diesel complex, equipment selection, optimization, economic efficiency evaluation.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в России электроснабжение удаленных от централизованной энергосистемы потребителей осуществляется от стационарных и передвижных дизельных электростанций (ДЭС), работающих на привозном топливе. Расходы на годовую закупку и доставку дизельного топлива для ДЭС, расположенных в северных поселках, в ряде случаев составляют более 60% затрат на всю выработанную ими электроэнергию. Совокупная стои-

мость электроэнергии в этих районах значительно превышает мировой уровень цен и достигает 25 руб./кВт·ч и более [1].

В связи с этим в дополнение к ДЭС все чаще стали использовать ветроэнергетические установки (ВЭУ), объединяя их в автономный ветродизельный комплекс (АВДК). Это объясняется тем, что при замещении электроэнергии, полученной от ДЭС, электроэнергией, вырабатанной на ВЭУ, расход дизельного топлива (а значит, и

затраты на него) существенно снижается. Таким образом, спустя некоторое время после установки ВЭУ можно начать экономить денежные средства, которые тратились бы на закупку и завоз дорогостоящего дизельного топлива в удаленные населенные пункты. Однако при выборе состава АДВК зачастую возникает проблема выбора оптимальных параметров его основных узлов.

На сегодняшний день известны работы, посвященные выбору оборудования электротехнических комплексов на основе ВЭУ [2–4]. Однако вопросы выбора оптимального состава ветродизельного комплекса упоминаются в меньшем количестве работ [5, 6], в связи с чем требуют дальнейшей проработки.

Таким образом, целью данной работы является разработка методики выбора оптимального состава и параметров АДВК, которая поможет обосновать решения, принимаемые на этапе проектирования комплекса. Также в работе рассмотрена проблема оценки реального объема электроэнергии, получаемой потребителем от ВЭУ.

## II. ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ АДВК

Выбор оборудования АДВК производится на основании следующих исходных данных [3, 4]:

- ✓ характеристики потребителя (максимальная и минимальная мощность, электропотребление за определенный период);
- ✓ ветровые ресурсы территории, на которой размещен потребитель.

При этом должны быть решены следующие задачи:

- оценка характеристик потребителя (определение  $P_{\min}$ ,  $P_{\max}$ ,  $W_{\text{потр}}$ );
- анализ ветропотенциала места размещения потребителя (построение функции распределения скоростей ветра последние несколько лет);
- выбор ВЭУ (номинальная мощность, номинальная скорость ветра, количество и т.д.);
- выбор АКБ (номинальное напряжение, номинальная емкость, количество и т.д.);
- выбор инвертора (номинальная мощность);
- выбор ДЭС (номинальная мощность).

В соответствии с указанной последовательностью действий может быть намечено несколько вариантов комплектации АДВК (разное количество ВЭУ различной номинальной мощности, а также разное количество АКБ различной емкости).

## III. ОЦЕНКА РЕАЛЬНОГО ОБЪЕМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ВЫРАБОТАННОЙ НА ВЭУ

Для того, чтобы определить оптимальный вариант комплектации АДВК, необходимо сначала определить реальный объем электроэнергии, выработанной на ВЭУ. Это связано с тем, что вся вырабатываемая ВЭУ электроэнергия не может быть потреблена или запасена по следующим причинам:

– несовпадение графиков производства и потребления электроэнергии;

– ограниченная емкость АКБ (экономически неэффективно выбирать АКБ такой емкости, чтобы запастись всю производимую ВЭУ электроэнергию).

Исходя из указанных причин, можно принять условие, что вся производимая ВЭУ электроэнергия расходуется полезно, кроме следующих случаев:

1) скорость ветра такова, что ВЭУ не производит электроэнергию ( $v < v_{\text{старт}}$  и  $v > v_{\text{макс}}$ ), АКБ полностью разряжена, потребителю нужна электроэнергия (в данном случае ВЭУ и АКБ не могут обеспечить электроснабжение потребителя, требуется включение ДЭС, т.е. имеет место «неполученная электроэнергия» от ВЭУ);

2) скорость ветра такова, что ВЭУ производит электроэнергию ( $v \geq v_{\text{старт}}$  и  $v \leq v_{\text{макс}}$ ), АКБ полностью заряжена, потребителю не нужна электроэнергия (в данном случае электроэнергия, производимая ВЭУ, утилизируется в балластной нагрузке, т.е. имеет место «неиспользованная электроэнергия» от ВЭУ).

Вероятность существования каждого из этих случаев можно определить по результатам обработки данных ветровых ресурсов территории размещения потребителя, а именно: по результатам построения распределения продолжительности повторения скоростей ветра, при которых ВЭУ производит и не производит электроэнергию.

Случай 1 будет встречаться тогда, когда продолжительность повторения скоростей ветра, при которых ВЭУ не производит электроэнергию, превысит время, на которое рассчитано электроснабжение потребителя только от АКБ. Вероятность существования случая 1 можно рассчитать по формуле:

$$t_1 = t_1' - t_1'', \quad (1)$$

где  $t_1$  – вероятность повторения случая 1;  $t_1'$  – общая вероятность повторения скоростей ветра, при которых ВЭУ не производит электроэнергию;  $t_1''$  – вероятность повторения продолжительности повторения скоростей ветра, при которых ВЭУ не производит электроэнергию, не превышающей время, на которое рассчитано электроснабжение потребителя только от АКБ.

Тогда величина годовой неполученной электроэнергии от ВЭУ может быть определена по формуле:

$$W_{\text{непол}} = t_1 \cdot W_{\text{потр}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (2)$$

где  $W_{\text{непол}}$  – величина годовой неполученной электроэнергии от ВЭУ, кВт·ч;  $W_{\text{потр}}$  – годовое электропотребление объекта электроснабжения, кВт·ч.

Случай 2 будет встречаться тогда, когда продолжительность повторения скоростей ветра, при которых ВЭУ производит электроэнергию, превысит время, в течение которого АКБ будет заряжаться (ориентировочно можно считать, что время, в течение которого АКБ будет заряжаться, равно времени, на которое рассчитано электроснабжение потребителя только от АКБ). Вероятность существования случая 2 можно рассчитать по формуле:

$$t_2 = t_2' - t_2'', \quad (3)$$

где  $t_2$  – вероятность повторения случая 2;  $t_2'$  – вероятность повторения скоростей ветра, при которых ВЭУ производит электроэнергию;  $t_2''$  – вероятность повторения продолжительности повторения скорости ветра, при которых

ВЭУ производит электроэнергию, не превышающей время, на которое рассчитано электроснабжение потребителя только от АКБ.

Тогда величина годовой неиспользованной электроэнергии от ВЭУ может быть определена по формуле:

$$W_{\text{неисп}} = \frac{t_2}{t_2'} \cdot W_{\text{ВЭУ}} = \frac{t_2}{t_2'} \cdot T_{\text{год}} \cdot \sum_{i=1}^n P_{\text{ВЭУ}i} \cdot t_i, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (4)$$

где  $W_{\text{неисп}}$  – величина годовой неиспользованной электроэнергии от ВЭУ, кВт·ч;  $W_{\text{ВЭУ}}$  – годовая выработка электроэнергии ВЭУ, кВт·ч;  $T_{\text{год}}$  – число часов в году (8760 ч);  $n$  – общее количество градаций скорости ветра;  $i$  – порядковый номер градации;  $P_{\text{ВЭУ}i}$  – мощность, развиваемая ВЭУ при  $i$ -й градации скорости ветра, кВт;  $t_i$  – повторяемость скорости ветра в  $i$ -й градации.

Таким образом, учитывая возможность повторения случаев 1 и 2, можно говорить о том, что вследствие ограниченной емкости АКБ:

– потребитель может получить электроэнергию от ВЭУ на величину  $W_{\text{неисп}}$  меньше, чем необходимо (т.е. существует максимально возможная величина полученной от ВЭУ электроэнергии для конкретного потребителя);

– потребитель может использовать электроэнергию от ВЭУ на величину  $W_{\text{неисп}}$  меньше, чем вырабатывается (т.е. не вся произведенная электроэнергия ВЭУ может быть полезно использована).

С учетом вышеизложенного реальный объем электроэнергии, выработанной на ВЭУ, может быть определен по формуле:

$$W_{\text{ВЭУ реал}} = \begin{cases} W_{\text{ВЭУ}} - W_{\text{неисп}}, & \text{при } (W_{\text{ВЭУ}} - W_{\text{неисп}}) < (W_{\text{потр}} - W_{\text{неиспол}}) \\ W_{\text{потр}} - W_{\text{неиспол}}, & \text{при } (W_{\text{ВЭУ}} - W_{\text{неисп}}) > (W_{\text{потр}} - W_{\text{неиспол}}) \end{cases}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (5)$$

где  $W_{\text{ВЭУ реал}}$  – величина реальной годовой выработки электроэнергии от ВЭУ, кВт·ч.

Тогда объем электроэнергии необходимый к выработке на ДЭС может быть определен по формуле:

$$W_{\text{ДЭС реал}} = W_{\text{потр}} - W_{\text{ВЭУ реал}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (6)$$

где  $W_{\text{ДЭС реал}}$  – величина реальной годовой выработки электроэнергии от ДЭС, кВт·ч.

По формулам (5) и (6) можно определить реальное годовое количество вырабатываемой электроэнергии на ВЭУ и ДЭС для различных вариантов комплектации АВДК.

#### IV. ОПТИМИЗАЦИЯ СОСТАВА АВДК ПО ЭКОНОМИЧЕСКИМ КРИТЕРИЯМ

Для обеспечения электроснабжения потребителя с помощью АВДК могут быть рассмотрены различные варианты его комплектации (разное количество и номинальная мощность ВЭУ, комплект АКБ, рассчитанный на различное время электроснабжения потребителя). В данном случае главным обоснованием выбора комплектации АВДК будет служить оценка экономической эффективности его использования. При этом предлагается проводить данную оценку в сравнении с вариантом обеспечения электроснабжения только от ДЭС.

В настоящее время основным показателем, используемым для оценки эффективности инвестиций в энергетике, является чистый дисконтированный доход (ЧДД). Он характеризует превышение суммарных денежных поступлений над суммарными денежными затратами для данного проекта с учетом неравноценности эффектов, относящихся к различным моментам времени [7], и вычисляется по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (РП_t - И_t - K_t) \cdot (1 + E_n)^{-t}, \text{ тыс. руб.}, \quad (7)$$

где  $T$  – горизонт расчета;  $t$  – порядковый номер шага расчета;  $РП_t$  – выручка от реализации продукции в  $t$ -ом году, тыс. руб.;  $И_t$  – суммарные издержки в  $t$ -ом году (без учета амортизационных отчислений), тыс. руб.;  $K_t$  – капитальные затраты в  $t$ -ом году, тыс. руб.;  $E_n$  – норма дисконта.

Рассмотрим формулу (7) применительно к рассматриваемым условиям.

В качестве годовой выручки от реализации продукции выступит годовая денежная экономия, обусловленная переходом с электроснабжения от местной энергетической компании на электроснабжение от собственного источника генерации (АВДК или ДЭС). Она может быть найдена согласно выражению:

$$РП_{\text{АВДК}t} = РП_{\text{ДЭС}t} = \mathcal{E}_t = W_{\text{потр}} \cdot C, \text{ тыс. руб.}, \quad (8)$$

где  $\mathcal{E}_t$  – денежная экономия в  $t$ -ом году, тыс. руб.;  $C$  – тариф на электроэнергию, установленный местной энергетической компанией, руб./кВт·ч.

Необходимо отметить, что годовая выручка от реализации продукции для обоих вариантов (использование АВДК или ДЭС) одинакова, т.к. неизменно годовое электропотребление объекта электроснабжения.

Суммарные издержки для обоих вариантов (использование АВДК или ДЭС), складываются из топливных расходов и эксплуатационных расходов (текущее обслуживание, ремонт и т.д.), формулы для их определения будут выглядеть так:

$$И_{\text{АВДК}t} = \gamma \cdot K_{\text{АВДК}} + W_{\text{ДЭС реал}} \cdot b \cdot Ц \cdot 10^{-3}, \text{ тыс. руб.}, \quad (9)$$

$$И_{\text{ДЭС}t} = \gamma \cdot K_{\text{ДЭС}} + W_{\text{потр}} \cdot b \cdot Ц \cdot 10^{-3}, \text{ тыс. руб.}, \quad (10)$$

где  $\gamma$  – норма эксплуатационных издержек;  $K_{\text{АВДК}}$  ( $K_{\text{ДЭС}}$ ) – стоимость АВДК (ДЭС)  $b$  – удельный расход дизельного топлива на производство 1 кВт·ч электроэнергии, л/кВт·ч;  $Ц$  – цена 1 л дизельного топлива, руб./л.

Капитальные затраты на АВДК (ДЭС) состоят из его стоимости, а также сопутствующих затрат, связанных с транспортировкой, монтажом и т.д. (как правило, дополнительные затраты составляют около 30% от стоимости АВДК или ДЭС). Здесь стоит отметить, что обычно АВДК (ДЭС) малой мощности вводятся в эксплуатацию за время меньше одного года, тогда выражения для определения первоначальных вложений будут иметь вид:

$$K_{\text{АВДК}0} = K_{\text{АВДК}} + K_{\text{АВДК доп}} = 1,3 \cdot K_{\text{АВДК}} = 1,3 \cdot (K_{\text{ВЭУ}} + K_{\text{ДЭС}} + K_{\text{об}}), \text{ тыс. руб.}, \quad (11)$$

$$K_{\text{ДЭС}0} = K_{\text{ДЭС}} + K_{\text{ДЭС доп}} = 1,3 \cdot K_{\text{ДЭС}}, \text{ тыс. руб.}, \quad (12)$$



где  $K_{\text{АВДК } 0}$  ( $K_{\text{ДЭС } 0}$ ) – первоначальные вложения в АВДК (ДЭС), тыс. руб.;  $K_{\text{АВДК доп}}$  ( $K_{\text{ДЭС доп}}$ ) – сопутствующие затраты на АВДК (ДЭС), тыс. руб.;  $K_{\text{ВЭУ}}$  ( $K_{\text{об}}$ ) – стоимость ВЭУ (прочего оборудования АВДК), тыс. руб.

Поскольку оценку экономической эффективности использования АВДК различных вариантов комплектации предлагается проводить в сравнении с ДЭС, то можно рассматривать разницу их ЧДД ( $\Delta\text{ЧДД}$ ). С учетом формул (6)–(12) выражение для определения  $\Delta\text{ЧДД}$  будет выглядеть так:

$$\Delta\text{ЧДД} = \text{ЧДД}_{\text{АВДК}} - \text{ЧДД}_{\text{ДЭС}} = \sum_{t=1}^T \left( \frac{W_{\text{ВЭУ реал}} \cdot b \cdot \Pi \cdot 10^{-3} - (-\gamma \cdot (K_{\text{ВЭУ}} + K_{\text{об}})) - (K_{\text{ВЭУ}} + K_{\text{об}})}{(1 + E_n)^t} - 1,3 \cdot (K_{\text{ВЭУ}} + K_{\text{об}}) \right), \text{ тыс. руб.} \quad (13)$$

В таком случае вывод о целесообразности использования АВДК вместо ДЭС может быть сделан при условии, что  $\Delta\text{ЧДД}$  окажется положительной. Причем приоритетным среди различных вариантов комплектации АВДК будет являться вариант с наибольшей положительной  $\Delta\text{ЧДД}$ . Таким образом, критерием оптимальности варианта комплектации АВДК будет являться следующее выражение:

$$\begin{cases} \Delta\text{ЧДД} > 0 \\ \Delta\text{ЧДД} \rightarrow \max \end{cases}, \text{ тыс. руб.} \quad (14)$$

## V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенной работы была разработана методика обоснования выбора оптимального состава и параметров ветродизельного комплекса.

В рамках разработки указанной методики была рассмотрена проблема оценки реального объема электроэнергии, получаемой потребителем от ВЭУ. Для решения указанной проблемы были предложены аналитические выражения для расчета величины реальной годовой выработки электроэнергии от ВЭУ.

Кроме того, в ходе выполнения работы была решена задача оптимизации состава АВДК с точки зрения числа и параметров его основных узлов. Решение задачи осуществ-

лено путем проведения оценки эффективности инвестиций в АВДК, основанной на расчете ЧДД.

Разработанная методика может быть полезна для различных категорий потребителей, которые планируют применять АВДК для обеспечения электроснабжения. Также ее могут применять органы власти субъектов РФ, включенных в территории Крайнего Севера и Дальнего Востока, так как внедрение АВДК позволит снизить дотации из бюджета на закупку и завоз дизельного топлива.

## Список литературы

- [1] Бобров, А.В., Тремясов, В.А. Ветродизельные комплексы в децентрализованном электроснабжении: монография. – Красноярск: СФУ, 2012. – 216 с.
- [2] Обухов, С.Г., Сурков, М.А., Хошнау, З.П. Методика выбора ветроэнергетических установок малой мощности // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2011. – № 2. – С. 25–30.
- [3] Андреев, Р.В. Алгоритм выбора оборудования автономного электротехнического комплекса на основе ветроэнергетической установки малой мощности // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2014. – № 2 (71). – С. 97–109.
- [4] Андреев, Р.В. Ветроэнергетическая установка для автономного электротехнического комплекса малой мощности // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2014. – № 4 (207). – С. 49–60.
- [5] Елистратов, В.В., Конищев, М.А., Денисов, Р.С. Выбор состава оборудования модульной ВДЭС с высокой долей замещения на основе метода анализа иерархий. // Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. – 2015. – № 7. – С. 37–46.
- [6] Елистратов, В.В., Конищев, М.А. Ветродизельные электростанции для автономного энергоснабжения северных территорий России // Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. – 2014. – № 11 (151). – С. 62–71.
- [7] Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция) / Утверждены Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ и Госстроем РФ от 21 июня 1999 года № ВК 477.

# Автономные фотоэлектрические системы электроснабжения на основе генераторов с водородным первичным двигателем

О.Е. Белов, А.М. Павленок

Военный институт (инженерно-технический)  
Военной академии материально-технического обеспечения  
Санкт-Петербург

В данной статье рассматривается вопрос принципиальной возможности построения и применения автономных постоянно действующих систем генерации электрической энергии в условиях отсутствия или невозможности использования централизованных систем электроснабжения. Рассматриваемые автономные постоянно действующие системы генерации электрической энергии предлагается строить на основе использования солнечной радиации (фотоэлектрические источники или солнечные батареи), далее выделение из воздуха водорода и накоплением его в ёмкостях (создание запаса «первичного топлива») и выработку в сеть требуемого количества электроэнергии с применением источников в которых в качестве первичного топлива используется водород.

*Ключевые слова:* фотоэлектрическая система, солнечная панель, металлгидридный аккумулятор (баллон) водорода, электролизер.

## Autonomous photoelectric power supply systems on the basis of generators with hydrogen prime mover

O.E. Belov, A.M. Pavlenok

Military Institute (engineering) from the Military Academy of logistics  
Saint-Petersburg

The problem of possibility in principle of building and usage of autonomous constantly operating electric power generation systems under the circumstances of absence or impossibility of using centralized power supply systems is considered. Autonomous constantly operating electric power generation is proposed to build on the basis of solar radiation application (photoelectric sources or solar batteries). The next step is to extract hydrogen from air and to accumulate it in tanks (to provide prime fuel supply) and to generate necessary amount of electric energy from sources in which hydrogen is used as a prime fuel.

*Keywords:* photovoltaic system, solar panel, rechargeable battery (balloon) of hydrogen, the electrolyzer.

Альтернативный источник энергоснабжения актуален только там, где доступ к классическим системам невозможен или затруднен. Все, что может быть подключено к классическим системам энергоснабжения будет значительно дешевле, как в части капитальных затрат, так и затрат на эксплуатацию. Можно оспорить данный постулат, однако наш опыт говорит, что для России с её текущими реалиями, несмотря на всю существующую техническую коррупцию это именно так. Поэтому мы рассматриваем альтернативную систему не как инструмент экономии, а как комплекс, позволяющий комфортно жить в местах, не охваченных энергетической инфраструктурой, но близких к цивилизации.

При построении альтернативной системы энергоснабжения надо учитывать, что диапазон вырабатываемых мощностей в течение дня может колебаться от небольших (дежурных) значений до номинальных. Следовательно, необходимо иметь мощный источник электроэнергии, слабо ограничивающий активную фазу потребления электроэнергии и систему «накопления» этой же энергии с

эффективным преобразователем обеспечивающим так называемый дежурный или «сонный» режим (малое электропотребление). В результате в самом общем виде, структурная схема энергоснабжения сооружения будет выглядеть в соответствии с рис. 1.

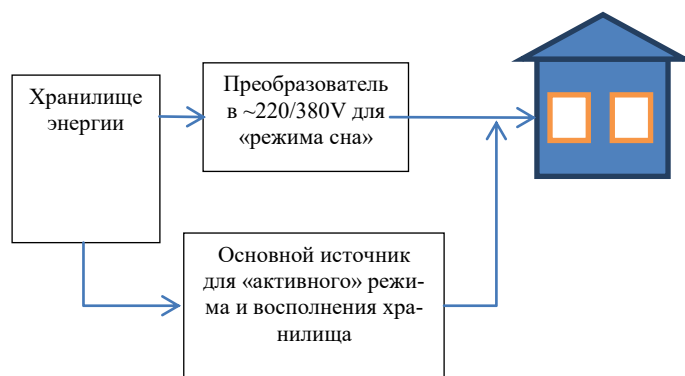


Рис. 1. Структурная схема энергоснабжения

В статье рассматриваются системы электроснабжения, в которых в качестве источника электроэнергии, в которых используется солнечная радиация, а техническое устройство позволяющее вырабатывать электроэнергию – фотоэлектрические панели.

Рассматриваемый источник, позволяет вырабатывать и «запасать» электроэнергию в часы, когда потребление минимально и «отдавать» электроэнергию в часы, когда электропотребление максимально, а выработка электроэнергии может быть минимальна.

Под фотоэлектрическими системами мы понимаем системы, состоящие из непосредственно источника тока (солнечной батареи) и элементов, обеспечивающих возможность их эксплуатации в качестве источника электроснабжения объекта.

Фотоэлектрические системы (ФЭС), в зависимости от их состава и назначения, можно разделить на следующие группы: автономные ФЭС; резервные ФЭС; системы с постоянным подключением к внешней сети (On-Grid или Grid-tied).

Автономные фотоэлектрические системы целесообразно использовать, когда нет возможности осуществить подключение объекта к внешней электросети (рис. 2).



Рис. 2. Структурная схема автономной ФЭС

Необходимо отметить, что использование в качестве источника тока фотоэлектрических панелей не исключает возможности включения в состав автономной системы электроснабжения других источников (например, ветрогенератора, дизельного генератора или бензогенератора). Как правило, современные контроллеры и комбинированные инверторы поддерживают такую возможность.

Резервные фотоэлектрические системы, как правило, используют в случае, если качество электроснабжения от внешней электросети неудовлетворительно (частые отключения, длительные провалы напряжения и т.п.). От автономной ФЭС система резервного электроснабжения (резервная ФЭС) отличается наличием постоянного подключения к внешнему постоянно действующему источнику электроэнергии. Если параметры напряжения питания от электросети станут неудовлетворительными, или пропадет напряжение в электросети, автоматика (как правило – инвертор с функцией байпаса) обеспечивает переключение нагрузки на резервную систему энергообеспечения.

В состав резервной ФЭС входят: автоматика защиты, контроллер заряда, хранилище электроэнергии (как правило, аккумуляторы), инвертор с опцией байпаса, фотоэлектрические панели (солнечные батареи) см. рис. 3.

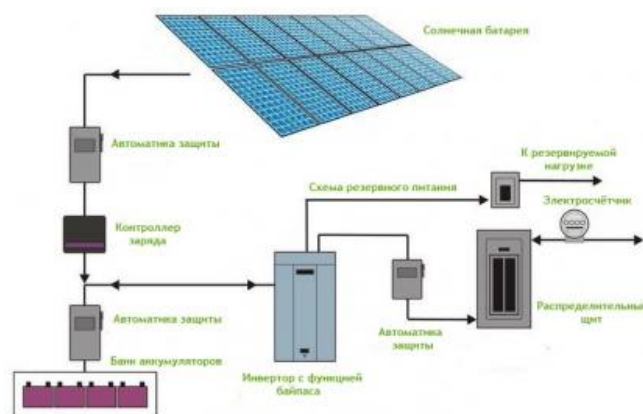


Рис. 3. Структурная схема резервной ФЭС

Системы с постоянным подключением к внешней электросети (On-Grid, Grid-Tied) в настоящее время только начинают получать более широкое применение. Данные системы не являются автономными (имеют постоянное подключение к внешней сети), а в случае проблем с внешней сетью инвертор автоматически отключает выходную цепь и питание переходит на собственный источник (рис. 4).



Рис. 4. Структурная схема типичой On-Grid ФЭС

On-Grid системы – постоянно подключенные к электросети системы, автоматика которых обеспечивает синхронизацию мини-электростанции (солнечной, гидро-, ветро- и т.д.) с энергосетью. Основным элементом подобной системы – инвертор, предназначенный для работы с постоянным подключением к электросети (Grid Tie Invertor, GTI).

Система с Grid Tie Invertor способна отдавать излишки выработанной электроэнергии в энергосеть.

Особенности и достоинства подобных систем:

1. Непосредственное подключение инвертора к солнечным батареям (нет необходимости использовать аккумуляторы).
2. Использование функций MPPT (Maximum Power Point Tracking – слежение за точкой максимальной мощ-

ности) и APL (PowerAutomatically Locked – автоматическая блокировка в точке максимальной мощности) инвертором позволяет максимально эффективно использовать электрическую энергию солнечной батареи. Совместное использование MPPT и APL в некоторых случаях позволяет повысить выработку электроэнергии на 20-30%.

3. Использование микропроцессорных модулей управления в составе GTI позволяет достичь высокой точности в согласовании фаз инвертора и электросети (расогласование – менее 1 %).

4. Как правило, инверторы в подобных системах оснащаются индикаторами, позволяющими визуально определить параметры работы солнечных модулей. Анализ параметров позволяет точно подобрать угол установки и оптимальное место размещения солнечной батареи.

В качестве первичного источника мы рассматриваем фотоэлектрические панели (солнечные батареи). Анализ технических характеристик современных солнечных батарей последних поколений (отечественных и зарубежных производителей) позволил сделать вывод, что средняя выработка электрической мощности с площади  $1,5 \text{ м}^2$  составляет 250 Вт при инсоляции уровня  $1000 \text{ Вт} \cdot \text{ч} / \text{м}^2$ , то есть КПД тракта солнце-электричество составляет порядка 15 %, лучшие модели дают 20 %, в дальнейшем для расчетов целесообразнее принимать КПД равным 15 %.

Избыток выработанной электроэнергии необходимо, каким то образом накапливать – хранить. Соответственно, одной из важных характеристик системы в данном случае будет объем запасаемой электроэнергии, который должен быть рассчитан исходя из величин потребляемой мощности и времени работы при условии отсутствия пополнения запаса электроэнергии или при минимальном пополнении.

Из известных и более или менее доступных это химические хранилища, где энергия хранится в виде топлива, электрические батареи, где принцип такой же химический, но немного иная схема извлечения и преобразования энергии. Необходимо помнить, что базовым свойством хранилища является удобство его восполнения. То есть затраченная емкость должна быть восполнима при условии наличия избыточной электроэнергии. Таким требованиям на сегодня удовлетворяют только две системы это классические аккумуляторные батареи (АКБ) и водородные хранилища, потому, как и в том и в другом случае у нас есть техническая возможность наполнить хранилище, не прибегая к дополнительным затратам. АКБ напрямую – зарядкой. Водород – методом электролиза воды (неиссякаемый ресурс).

На практике наиболее широко применяются, в настоящее время, в качестве технического устройства накопления электроэнергии аккумуляторные свинцово-кислотные батареи. По типу исполнения свинцово-кислотные аккумуляторы делятся: с жидким электролитом внутри и гелевые.

Преимущества свинцово-кислотных батарей:

- дешевизна и простота производства – по стоимости  $1 \text{ Вт} \cdot \text{ч}$ , энергии эти батареи являются самыми дешевыми (из аккумуляторных);
- отработанная, надежная и хорошо понятная технология обслуживания;

- малый саморазряд – самый низкий по сравнению с аккумуляторными батареями других типов;
- низкие требования по обслуживанию – отсутствует «эффект памяти», не требуется доливки электролита;
- допустимы высокие токи разряда.

Недостатки свинцово-кислотных батарей:

- не допускается хранение в разряженном состоянии;
- низкая энергетическая плотность – большой вес аккумуляторных батарей ограничивает их применение в стационарных и подвижных объектах;
- допустимо лишь ограниченное количество циклов полного разряда;
- кислотный электролит и свинец оказывают вредное воздействие на окружающую среду;
- при неправильном заряде возможен перегрев;
- имеют низкую энергетическую плотность по сравнению с другими типами батарей;
- при низких температурах их емкость существенно снижается.

Мы же предлагаем в качестве технического устройства накопления электроэнергии (хранилища) использовать водородные хранилища.

Для того, чтобы определиться с объемом хранимого водорода необходимо понимать, а как мы из него будем вырабатывать постоянное или переменное напряжение. Вариантов здесь два:

- механический движитель, где в виде топлива используется водород с генератором,
- топливный элемент.

Если в первом случае общий КПД тракта не превышает 37%, то во втором мы имеем КПД 80% судя по последним достижениям.

Поскольку топливные элементы, особенно водородные нынче стали доступными, то выбор очевиден в пользу последних.

Топливные элементы осуществляют прямое превращение энергии топлива (водород + кислород) в электричество, минуя малоэффективные, идущие с большими потерями, процессы горения. Это электрохимическое устройство в результате высокоэффективного "холодного" горения топлива непосредственно вырабатывает электроэнергию с КПД до 70 % . Топливные элементы полностью заряжаются на специальных водородных станциях. В том случае, если нет возможности регулярно заряжать топливные элементы, выпускаются баллоны для хранения водорода, с которыми топливные элементы проработают значительно дольше.

Например, баллоны типов НС-МН200 и НС-МН1200.

НС-МН200 в сборе имеет размер чуть больше банки для кока-колы, он вмещает в себя 230 литров водорода, что соответствует 40 Ач (12 V), и весит всего 2,5 кг.

Баллон с гидридом металла НС-МН1200 вмещает в себя 1200 литров водорода, что соответствует 220 Ач (12V). Вес баллона 11 кг.

Техника применения гидридов металлов является безопасным и легким способом хранения, перевозки и использования водорода. При хранении в виде гидрида металла водород находится в форме химического соединения, а не в газообразной форме. Данный метод дает возможность получить достаточно большую плотность энергии. Преимуществом применения гидрида металла является то, что давление внутри баллона составляет всего 2-4 бара.

Другой вариант применения металлгидридного аккумулятора водорода предназначен для хранения, транспортировки и получения газообразного водорода высокой чистоты.

Принцип работы металлгидридных аккумуляторов водорода основан на способности специальных интерметаллических соединений обратимо взаимодействовать с водородом, т.е. в определенных условиях поглощать водород с образованием твердого металлгидрида, а при изменении условий вновь выделять водород. Поглощение водорода сопровождается разогреванием металлгидрида, тогда как выделение водорода протекает с поглощением тепла из окружающей среды и охлаждением металлгидрида. Условия поглощения или выделения водорода зависят от химического состава сплава, давления водорода и температуры.

Структурная схема, предлагаемой системы представлена на рис. 5.

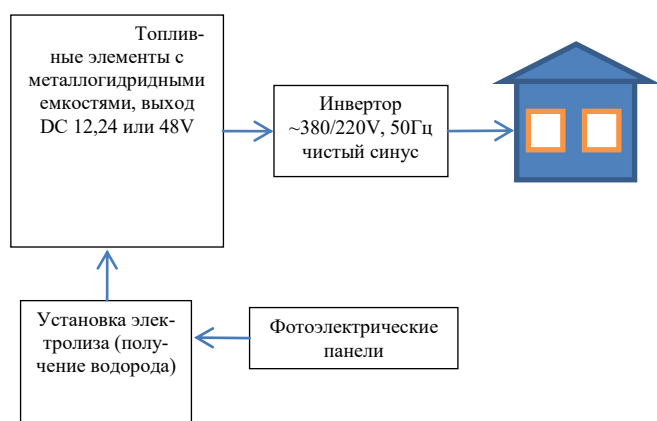


Рис. 5. Структурная схема ФЭС с применением водородного хранилища с топливными элементами

Таким образом, перспективным на наш взгляд является построение системы электроснабжения, при невозможности использовать внешние источники, в которой:

- основным источником будут являться фотоэлектрические панели, количество которых, в зависимости от солнечной радиации (регион), и способа ориентации может быть минимизировано, исходя

из требуемой величины расчетной мощности (получасовой максимум);

- запас полученной от фотоэлектрических панелей электроэнергии будет храниться в виде определенного объема водорода (металлогидридные емкости). Кроме того в часы пика солнечной радиации система будет вырабатывать больше энергии, чем необходимо для потребления, что позволит обеспечивать и создание запаса на время когда солнечная радиация в минимуме (например, ночные часы).
- выработка электроэнергии на нагрузку будет осуществляться либо с помощью водородного генератора, либо с помощью топливных элементов;
- обеспечение качества электроэнергии в сети будет обеспечиваться применением инверторов требуемой мощности.

Проведенные расчеты показали, что технически возможно построение данной системы на широте Санкт-Петербурга. К сожалению, существенным минусом данной системы на текущее время является достаточно высокая стоимость капитальных затрат на ее создание и, как следствие высокая стоимость вырабатываемого киловатт\*часа. Тем не менее, по мере совершенствования, развития производства составных элементов предлагаемой системы и как следствие снижения стоимости будет снижаться и величина единовременных капитальных вложений на её создание и как следствие снижение стоимости вырабатываемой электроэнергии.

### Список литературы

- [1] Хоровиц, Н. Поиски жизни в солнечной системе ; пер. с англ.; под ред. и с предисл. М. С. Крицкого – М.: Мир, 1988 - 188с.
- [2] Жуков, Г.Ф. Общая теория энергии.- М., 1995.- С. 11-25
- [3] Дементьев, Б.А. Ядерные энергетические реакторы : Учебник для вузов /Б.А.Дементьев. - 2-е изд. перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1990г. -352с., ил.
- [4] Григорьев, В.А. Зорин В.М.- М.Тепловые и атомные электрические станции справочник,: Энергоатомиздат, 1985.- 608 с.
- [5] Видяпин, В.И. Г.П.Журалева Физика. Общая теория Учебное пособие - М.,2005.- С. 166-174
- [6] Дагаев, М.М., Чаругин В.М. Астрофизика — М.: «Просвещение», 1988. — 207 с.
- [7] Твайделл Дж., Уэйр А. «Возобновляемые источники энергии» – М.: Энергоатомиздат, 1990., – 390 с.
- [8] Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources (Renewable Energy Act). Federal Republic of Gemany. – 2000.
- [9] Раушенбах Г. «Справочник по проектированию солнечных батарей» - М.: Энергоатомиздат, 1983., - 360 с.

# Применение прогностических регуляторов для управления режимами систем электроснабжения с установками распределенной генерации

Ю.Н. Булатов<sup>1</sup>, А.В. Крюков<sup>2,3</sup>, Нгуен Ван Хуан<sup>3</sup>

<sup>1</sup> ФГБОУ ВО «Братский государственный университет», Братск, Россия

<sup>2</sup> ФГБОУ ВО «Иркутский государственный университет путей сообщения», Иркутск, Россия

<sup>3</sup> ФГБОУ ВО «Иркутский национальный исследовательский технический университет», Иркутск, Россия

bulatovyura@yandex.ru, and\_kryukov@mail.ru, huanco.k7a@gmail.com

Определение оптимальных настроек систем автоматического управления (САУ), отвечающих области возможных режимов работы динамического объекта, связано с трудоемкими расчётами большого числа взаимосвязанных параметров. Использование алгоритма прогнозирования в составе типовых регуляторов позволяет осуществить настройку САУ с помощью одного параметра – времени прогноза, что является весьма перспективным для реальных систем управления технологическими процессами. Это особенно важно при необходимости ускоренного ввода в эксплуатацию объектов, например, установок распределённой генерации (РГ), работающих на основе синхронных генераторов с автоматическими регуляторами возбуждения (АРВ) и частоты вращения (АРЧВ).

В статье описана методика определения параметров прогнозирующих звеньев АРВ и АРЧВ и приведены результаты исследований, направленных на определение влияния этих параметров на качество процессов управления напряжением и частотой вращения ротора генератора установки РГ, работающей в различных режимах в системе электроснабжения железной дороги.

Исследования проводились с помощью пакетов имитационного моделирования Simulink и SimPowerSystems системы MATLAB. Моделировалась система электроснабжения, включающая установку РГ, питающую группу нагрузок.

Разработаны имитационные модели прогностических АРВ и АРЧВ и методика их настройки. Результаты компьютерного моделирования показывают, что применение прогностических АРВ и АРЧВ позволяет снизить время переходного процесса и перегуливание напряжения и частоты вращения ротора генератора.

Прогностические алгоритмы позволяют обеспечить устойчивость работы турбогенератора установки РГ в различных режимах работы системы электроснабжения без использования сложных процедур идентификации динамических характеристик и расчёта оптимальных настроек регуляторов.

*Ключевые слова: системы электроснабжения, установки распределенной генерации, прогностические регуляторы возбуждения и частоты вращения ротора генератора.*

## The use of predictive regulators to control the modes of power systems with distributed generation plants

Yu.N. Bulatov<sup>1</sup>, A.V. Kryukov<sup>2,3</sup>, Nguyen Van Huan<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Bratsk state university, Bratsk, Russia

<sup>2</sup> Irkutsk state transport university, Irkutsk, Russia

<sup>3</sup> Irkutsk national research technical university, Irkutsk, Russia

bulatovyura@yandex.ru, and\_kryukov@mail.ru, huanco.k7a@gmail.com

Determination of the optimal settings automatic control system (ACS) with typical linear laws (PI, PID, etc.), corresponding to the field modes of the dynamic object due to the laborious calculations of a large number of interrelated parameters. The use of prediction algorithm the structure of the model allows regulators to set up ACS with a single parameter – the time of forecast, which is very promising for real systems of control of technological processes. This is especially important when the need to accelerate the commissioning of objects, such as distributed generation (DG) plants, based on the synchronous generator with automatic excitation regulators (AER) and rotor speed (ARRS).

This article describes a method for determining the parameters of the forecasting links of AER and ARRS and results of the researches directed to definition of influence of these parameters on quality of processes controls of voltage and rotor speed of the generator of DG plant working in different modes in railway power supply systems.

The research was carried out with packages of simulation modeling Simulink and SimPowerSystems of MATLAB. Simulated power system, including the DG plant to power the load group.

Developed simulation models predictive of AER and ARRS and methods of their settings. The results of computer modeling show that use of forecast AER and ARRS allows to reduce the transient time and the overshoot voltage and rotor speed of the generator.

Prognostic algorithms can be used to ensure the stability of the turbogenerator of the DG plant in different modes of operation of the power supply system without the use of expensive procedures for identification of dynamic characteristics and calculation of the optimum settings of controllers.

*Keywords: power supply systems, distributed generation plants, forecasting excitation and rotor speed controls.*

## I. ВВЕДЕНИЕ

Поиск оптимальных настроек систем автоматического управления (САУ) с типовыми линейными законами (ПИ, ПИД и т.п.), учитывающих области возможных режимов работы динамического объекта, является трудоёмкой задачей, связанной с расчётами большого числа взаимосвязанных параметров. Для реализации возможности настройки САУ с помощью одного параметра в работах [1...3] предлагается перейти от регулирования по текущему значению ошибки  $\varepsilon(t)$  к управлению, предполагающему вычисление значения прогноза  $\varepsilon(t + \eta_{or})$ . В результате реализуется упреждающее воздействие и удаётся частично скомпенсировать инерционность объекта. Регулятор, управляющий объектом по величине прогноза ошибки, назван в [1...3] прогностическим. Как правило, он включает в себя два сегмента: элемент прогнозирования и собственно регулятор.

Простой линейный прогноз может быть реализован по двум значениям регулируемой величины – текущему  $y(t)$  и предыдущему  $y(t - \Delta t)$ ; при этом передаточная функция прогнозирующего звена (ПЗ) определяется так [3]:

$$W_{ПЗ}(s) = \tau_{for}s + 1, \quad (1)$$

где  $s$  – оператор Лапласа;  $\tau_{for}$  – время прогноза.

Исследования, представленные в работах [1, 2] показали, что на основе прогнозирования можно повысить точность работы САУ при сохранении прежних настроек типового регулятора. При этом может иметь место увеличение запаса устойчивости и уменьшение диапазона перемещения регулирующего органа.

Прогностические алгоритмы, построенные на основе типовых законов регулирования, могут оказаться весьма перспективными для реальных систем управления технологическими процессами, особенно в условиях необходимости ускоренного ввода в эксплуатацию объектов, например установок распределённой генерации (РГ), работающих на основе синхронных генераторов с автоматическими регуляторами возбуждения (АРВ) и частоты вращения (АРЧВ).

Применение в системах электроснабжения установок РГ позволяет получить ряд эффектов, связанных с уменьшением потерь электроэнергии, снятием пиковых нагрузок, стабилизацией напряжения и частоты. Для систем электроснабжения железных дорог (СЭЖД) установки РГ позволят снизить финансовые затраты на энергообеспечение объектов инфраструктуры железных дорог, повысить надёжность электроснабжения и, как показывают исследования [4...9], улучшить качество электроэнергии в районах электроснабжения (РЭС) нетяговых потребителей. Однако, такие особенности режимов работы СЭЖД, как резко переменный характер

однофазных тяговых нагрузок, наличие несимметрии и гармонических искажений, усложняют условия работы синхронных генераторов и требуют проведения дополнительных исследований по влиянию прогностических алгоритмов на эффективность работы АРВ и АРЧВ.

Проведённые эксперименты на компьютерной модели системы электроснабжения с установкой РГ [9] также показывают, что ПЗ позволяют обеспечить устойчивость работы турбогенератора без использования дорогостоящей процедуры идентификации динамических характеристик и расчёта оптимальных настроек АРВ и АРЧВ, но при этом возникает задача поиска оптимальной постоянной времени ПЗ.

В статье описана методика определения параметров прогнозирующих звеньев АРВ и АРЧВ и представлены результаты исследований по определению влияния этих параметров на качество процессов управления напряжением и частотой вращения ротора генератора установки РГ, работающей в СЭЖД.

## II. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОСТОЯННЫХ ВРЕМЕНИ ПРОГНОЗИРУЮЩИХ ЗВЕНЬЕВ АРВ И АРЧВ

В работе [3] отмечается, что наилучшее время прогнозирования составляет 0,1 периода собственных колебаний оптимально настроенной замкнутой системы, что требует определения её динамических свойств. В электроэнергетических системах (ЭЭС) динамические свойства определяются электромагнитной и электромеханической составляющими, обуславливающими различные частоты собственных колебаний.

Спектральный анализ напряжения генератора позволяет определить частоту собственных колебаний для электромагнитной составляющей; при этом для настройки постоянной времени прогнозирующего звена АРВ целесообразно выбирать частоту, на которой наблюдается максимальное значение амплитуды колебания. Затем определяется период колебаний для выбранной частоты. Частоту собственных колебаний электромеханической составляющей системы можно определить по частоте собственных колебаний ротора турбогенератора [10]:

$$f_p = \frac{\sqrt{\frac{\partial P_G}{\partial \delta_G} \cdot \frac{\omega_0}{T_{je}}}}{2\pi}, \quad (2)$$

где  $f_p$  – частота собственных колебаний ротора генератора при неизменном по модулю и углу вектора напряжения на его шинах, являющаяся параметром генератора, комплексно характеризующим его инерционность и жесткость связи с системой [10];  $\frac{\partial P_G}{\partial \delta_G}$  – синхронизи-

рующая мощность генератора, определяемая как  $P_c = \frac{E_q \cdot U_G}{X_d} \cdot \cos \delta$ , о.е.;  $\omega_0 = 314$  рад/с – номинальная частота вращения ротора генератора;  $T_{je}$  – эквивалентная постоянная механической инерции системы, с;  $X_d$  – индуктивное сопротивление генератора по продольной оси, о.е.;  $U_G$  – номинальное напряжение генератора, о.е.;  $\delta$  – угол между напряжением и ЭДС генератора, зависящий от нагрузочного режима, эл. град.

### III. ОПИСАНИЕ МОДЕЛИ ИССЛЕДОВАНИЯ

Исследования проводились в системе MATLAB. Моделировался отдельный район электроснабжения нетяговых потребителей (рис.1), включающий установку РГ, питающую группу нагрузок с суммарной мощностью 2,42 МВ·А, объединённую в сетевой кластер [8]. Генератор установки РГ моделировался блоком Synchronous Machine ru Fundamental с номинальным напряжением 6,3 кВ и мощностью 2,5 МВ·А.

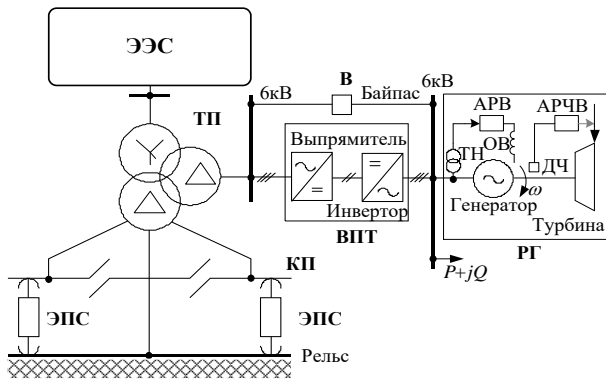


Рис. 1. Фрагмент системы электроснабжения железной дороги: ЭЭС – электроэнергетическая система; ТП – тяговая подстанция; ЭПС – электроподвижной состав; КП – контактный провод; ДЧ – датчик частоты вращения; ОВ – обмотка возбуждения; ТН – трансформатор напряжения; В – выключатель; ВПТ – вставка постоянного тока

Паровая турбина моделировалась блоком с передаточной функцией апериодического звена первого порядка с коэффициентом  $k_T$  и постоянной времени  $T_T$ . Тиристорный возбудитель также моделировался апериодическим звеном первого порядка с коэффициентом  $k_e$ , постоянной времени  $T_e$  и блоком ограничения напряжения. При моделировании принимались следующие значения параметров:  $k_T = k_e = 1$ ;  $T_T = 0,2$  с,  $T_e = 0,025$  с.

Вставка постоянного тока (ВПТ), обеспечивающая связь установки РГ с системой тягового электроснабжения, моделировалась с помощью стандартных блоков библиотеки силовой электроники пакета SymPowerSystems.

В модели предусматривалась возможность внесения возмущения в виде отключения или подключения активно-индуктивной нагрузки, а также отключение питания от ЭЭС. Кроме этого с помощью блока Three-Phase Fault выполнялась имитация КЗ на шинах нетягового потребителя.

За основу прогностических АРВ и АРЧВ были приняты их модели, представляющие собой микропроцессорные ПИД-регуляторы [11].

### IV. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В результате спектрального анализа действующего значения напряжения турбогенератора было выявлено, что преобладают колебания на частоте 0,5 Гц, что соответствует периоду 2 с. Тогда в соответствии с рекомендациями [3] постоянная времени для настройки прогнозирующего звена АРВ будет равна  $T_p^{АРВ} = 0,2$  с. Частота собственных колебаний ротора турбогенератора была определена по выражению (2) для следующих параметров: угол  $\delta = 56,5$  эл. град.,  $X_d = 2,43$  о.е.,  $E_q = 1,13$  о.е.,  $U_G = 1$  о.е.,  $T_{je} = 5,697$  с. Частота собственных колебаний ротора генератора составила 0,599 Гц, что соответствует периоду 1,67 с. Согласно приведенным выше рекомендациям была выбрана постоянная времени прогнозирующего звена для АРЧВ  $T_p^{АРЧВ} = 0,167$  с.

Для определения влияния прогнозирующих звеньев АРВ и АРЧВ на параметры электромагнитных и электромеханических переходных процессов рассматривались следующие режимы: возникновение КЗ на шинах нетягового потребителя и отключение повреждения релейной защитой через 0,5 с; отключение питания со стороны ЭЭС. Настройка АРВ и АРЧВ турбогенератора была определена без использования процедуры идентификации и оптимизации.

Экспериментальные исследования показывают, что описанный метод выбора постоянных времени ПЗ для АРВ и АРЧВ даёт приемлемый результат по параметрам переходного процесса, вызванным трёхфазным КЗ на шинах нетягового потребителя. При этом значительно снижается перерегулирование частоты вращения ротора генератора. Проведенные эксперименты также показывают, что увеличение постоянной времени ПЗ для АРЧВ в 100 раз относительно периода собственных колебаний позволяет получить апериодический переходный процесс. Соответствующие осциллограммы частоты вращения ротора генератора представлены на рис. 2. Дальнейшее повышение времени прогнозирующего звена для АРЧВ приводит к появлению колебаний частоты вращения ротора генератора на высоких частотах.

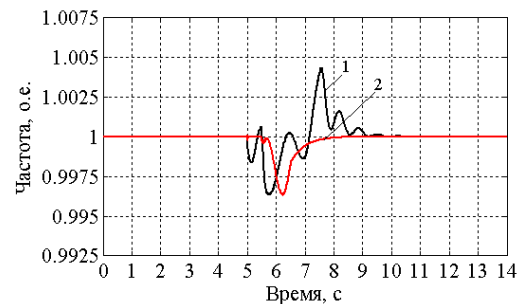


Рис. 2. Осциллограммы частоты вращения ротора турбогенератора при возникновении и отключении через 0,5 с трехфазного КЗ: 1 – без ПЗ (время переходного процесса  $t_p = 5$  с; перерегулирование  $\zeta = 0,42$  %); 2 – с использованием прогностических АРВ и АРЧВ ( $t_p = 3$  с;  $\zeta = 0$  %)



При отключении внешнего питания прогностические АРВ и АРЧВ обеспечивают устойчивость системы, значительно снижают время переходного процесса и пере-регулирование. Без использования ПЗ наблюдается перенапряжение и провал напряжения у нетягового потребителя. Соответствующие осциллограммы напряжения приведены на рис. 3.

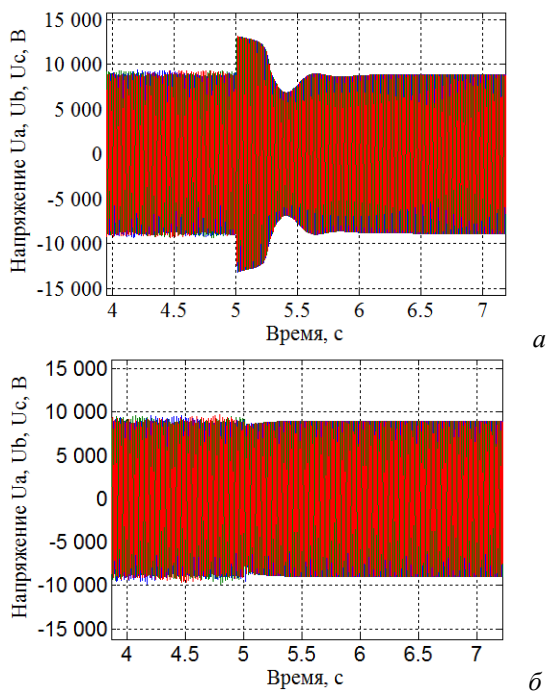


Рис. 3. Осциллограммы напряжения у нетягового потребителя: *а* – без использования ПЗ; *б* – с использованием прогностических АРВ и АРЧВ

## V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты компьютерного моделирования позволяют сделать следующие выводы:

1. Применение прогностических АРВ и АРЧВ обеспечивает устойчивость работы турбогенератора установки РГ в различных режимах работы системы электроснабжения без использования сложных процедур идентификации динамических характеристик и расчёта оптимальных настроек регуляторов.

2. Постоянные времени прогнозирующих звеньев АРВ и АРЧВ следует выбирать по частоте собственных колебаний системы.

3. Показатели качества процессов управления удаётся значительно улучшить, когда постоянная времени прогнозирующего звена АРВ определяется как 0,1 периода электромагнитных колебаний с наибольшей амплитудой, а у АРЧВ прогнозирующее звено имеет постоянную времени, превышающую в 100 раз период собственных колебаний частоты вращения ротора генератора.

## Список литературы

- [1] Пикина Г.А., Кузнецов М.С. Применение линейных прогностических алгоритмов регулирования // Новое в российской электроэнергетике. – 2009. – №10. – С.40-44.
- [2] Пикина Г.А., Кузнецов М.С. Прогностические типовые алгоритмы регулирования // Теплоэнергетика. – 2011. – №4. – С.61-66.
- [3] Пикина Г.А. Принцип управления по прогнозу и возможность настройки систем регулирования одним параметром // Новое в российской электроэнергетике. – 2014. – №3. – С.5-13.
- [4] Крюков А.В., Чан Зюй Хынг. Анализ симметрирующего эффекта распределенной генерации // Транспортная инфраструктура Сибирского региона. Т.2. Иркутск: ИрГУПС, 2012. С. 75-81.
- [5] Крюков А.В., Чан Зюй Хынг. Влияние установок распределенной генерации на качество электроэнергии в системах электроснабжения железных дорог // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – 2012. – № 4(36). – С. 162-167.
- [6] Арсентьев М.О., Арсентьев О.В., Крюков А.В. Системы электроснабжения железнодорожного транспорта с установками распределенной генерации. – Иркутск: ИрГТУ, 2013. – 152 с.
- [7] Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Чан Зюй Хынг. Нечёткие регуляторы для ветрогенерирующих установок // Известия вузов. Проблемы энергетики. – 2014. – № 7-8. – С. 60-69.
- [8] Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Чан Зюй Хынг. Сетевые кластеры в системах электроснабжения железных дорог. – Иркутск: ИрГУПС, 2015. – 205 с.
- [9] Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Нгуен Ван Хуан. Прогностические регуляторы для установок распределенной генерации // Системы. Методы. Технологии. – 2016. – № 1 (29). – С. 63-69.
- [10] Бушуев В.В., Лизалек Н.Н., Новиков Н.Л. Динамические свойства энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 320 с.
- [11] Булатов Ю.Н. Методика согласованной настройки автоматических регуляторов возбуждения и частоты вращения генераторов электростанций. Автореф. дисс. канд. техн. наук. – Иркутск, 2012. – 22 с.

# Исследование устойчивости систем электроснабжения с распределенной генерацией

О.А. Бушуева, В.А. Гудков

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»  
Иваново, Россия

В настоящее время получают распространение системы электроснабжения с источниками малой распределенной генерации мощностью до 25 МВт. Сооружение новых объектов малой генерации и когенерационных установок на вновь сооружаемых или модернизированных действующих котельных является одним из альтернативных вариантов решения проблемы тепло- и энергодефицита в короткие сроки. Объекты малой генерации могут работать в двух режимах: автономно и параллельно с основной электрической сетью. Вопросы статической и динамической устойчивости, связанные с режимами работы генераторов и возникновением различных режимных ситуаций, актуальны с целью обоснования надежного электроснабжения потребителей.

Объектами исследования явились системы электроснабжения двух городов с источниками малой генерации на базе когенерационных установок. Расчеты проведены с использованием специализированного программного комплекса. Получены характеристики различных режимов работы генераторов, установлены предельные значения передаваемых мощностей генераторов в электрическую сеть, определены коэффициенты запаса статической устойчивости, проведен анализ динамической устойчивости систем электроснабжения при различных коротких замыканиях с учетом изменения конфигурации схемы электроснабжения.

*Ключевые слова: распределенная генерация, когенерационные установки, статическая и динамическая устойчивость.*

## Research of stability of systems of electrosupply with the distributed generation

Olga Bushueva, Vladimir Gudkov

Ivanovo State Power Engineering University  
Ivanovo, Russian Federation

Now gain distribution of system of electrosupply with sources of the small distributed generation by capacity to 25 mw. The construction of new objects of small generation and cogeneration installations on again constructed or modernised working boiler-houses is one of alternative variants of the decision of a problem warmly - and deficiency of the electric power in short terms. Objects of small generation can work in two modes: independently and in parallel with the basic electrical network. Questions static and a transient stability, connected with modes of operation of generators and occurrence of various regime situations, are actual for the purpose of a substantiation of reliable electrosupply of consumers.

Objects of research were systems of electrosupply of two cities with sources of small generation on base cogeneration installations. Accounts are lead with use of a specialised program complex. Characteristics of various modes of operation of generators are received, limiting meanings of transferred capacities of generators in the electrical network are established, steady-state stability depreciation factors are defined, the analysis of a transient stability of systems of electrosupply is carried out at various short circuits taking into account change of a configuration of the scheme of electrosupply.

*Keywords: the distributed generation, cogeneration installations, static and a transient stability.*

В настоящее время получают распространение системы электроснабжения с источниками малой распределенной генерации мощностью до 25 МВт. Строительство объектов малой генерации и когенерационных установок на вновь сооружаемых или модернизированных действующих котельных является одним из альтернативных вариантов решения проблемы тепло- и энергодефицита в короткие сроки [1].

Подключение распределенных систем генерации к основной сети позволяет создавать решения, отвечающие

требованиям конкретных потребителей. Кроме того, распределенная генерация имеет некоторые другие положительные качества и может работать в двух режимах:

- параллельно с основной сетью. При нормальном режиме распределенная генерация генерирует электроэнергию, параметры которой полностью соответствуют основной сети. При аварии, т.е. при отключении от основной сети распределенная генерация переходит в автономный режим работы;

- полностью автономно. В местах, где отсутствует основная сеть, распределенная генерация покрывает оперативные и долгосрочные потребности в энергии, параметры которой соответствуют потребностям нагрузки конкретного оборудования.

Распределительные сети с появлением в них источников малой генерации приобретают черты основной сети, то есть в них возникает ряд проблем, в том числе и проблемы устойчивости, связанные с режимами работы генераторов и возникновением различных аварийных ситуаций (короткое замыкание, отключение генераторов и др.).

Целью данного исследования является анализ влияния малых ТЭЦ на режимы и устойчивость систем электроснабжения.

Объектами исследования явились системы электроснабжения районов двух городов с объектами малой генерации:

- мини-ТЭЦ с установкой шести газопоршневых агрегатов фирмы Cummins (Великобритания) с единичной мощностью 1750 кВт на напряжении 10,5 кВ с нагрузкой района города 15 МВт (ТЭЦ- 1);
- мини-ТЭС с установкой четырех генераторов типа PG1250В с единичной мощностью 1000 кВт на напряжении 0,4 кВ при реконструкции котельной района г. Москвы (ТЭЦ- 2).

На рис. 1. представлена электрическая схема подключения первой исследуемой в работе малой ТЭЦ-1 к существующей подстанции (ПС) распределительной сети 10 кВ города. Связь с подстанцией осуществлена двумя линиями, выполненными одножильными кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена протяженностью 4, 43 км каждая.

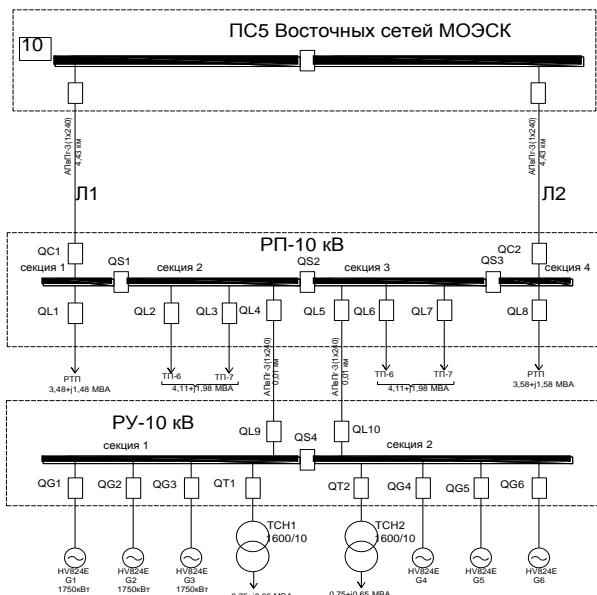


Рис. 1. Схема исследуемой электрической сети с первым объектом малой генерации (ТЭЦ 1)

Исследования проведены с применением программного комплекса MUSTANG.

На рис. 2 представлена модель исследуемой электрической сети, которая состоит из моделей генераторов, нагрузок и линий электропередачи. С помощью полученной модели проведены расчеты установившихся режимов и выполнены исследования статической и динамической устойчивости системы электроснабжения.

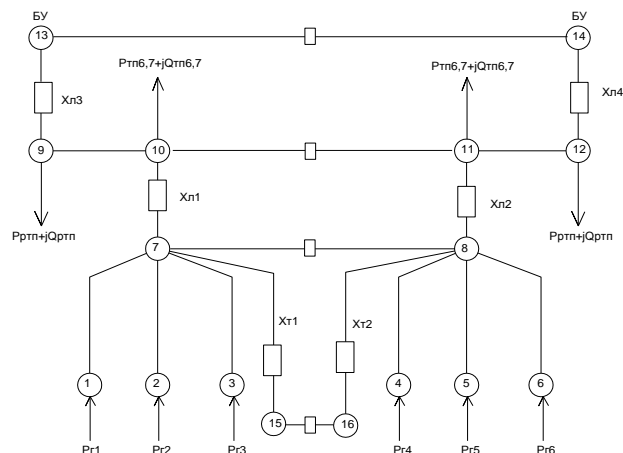


Рис. 2. Модель исследуемой электрической сети с первым объектом малой генерации (ТЭЦ- 1)

Параметры генераторов, учтенные в модели, приведены в табл. 1.

Таблица 1. ПАРАМЕТРЫ ГЕНЕРАТОРОВ МАЛОЙ ТЭЦ- 1

Наименование параметра	Численная величина
Номинальное напряжение $U_{ген}$ , кВ	10
Номинальная активная мощность $P_{ном}$ , кВт	1750
Коэффициент мощности $\cos(\phi)$ , о.е	0,8
Коэффициент демпфирования $D$ , о.е	10
Механическая постоянная инерции $T_j$ , с	10,5
Переходное сопротивление генератора $X'_d$ , о.е	0,172

Математическая модель динамической устойчивости представлена уравнением движения ротора генератора

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{1}{M_j} (P_m - P_{эл} - DP_{ном} (s - s_U)), \quad (1)$$

где  $S$  – скольжение ротора относительно синхронной оси;  $\delta$  – угол между ротором и вектором напряжения на шинах системы;  $M_j$  – момент инерции;  $P_m$  – мощность, приложенная к ротору;  $P_{эл}$  – электромагнитная мощность;  $D$  – коэффициент демпфирования.

На рис. 3 приведена угловая характеристика мощности одного генератора, а на рис. 4 угловая характеристика трех генераторов. Угловые характеристики  $P_1(\delta)$  и  $P_2(\delta)$  показывают увеличение предельного по статической устойчивости взаимного угла  $\delta$ , а также увеличение предела передаваемой мощности до 22,8 МВт (рис. 3) и до 59 МВт (рис.4).

Полученные результаты позволяют сделать вывод, что коэффициенты запаса статической устойчивости составили 92%, которые значительно превышают допустимые значения по [2].

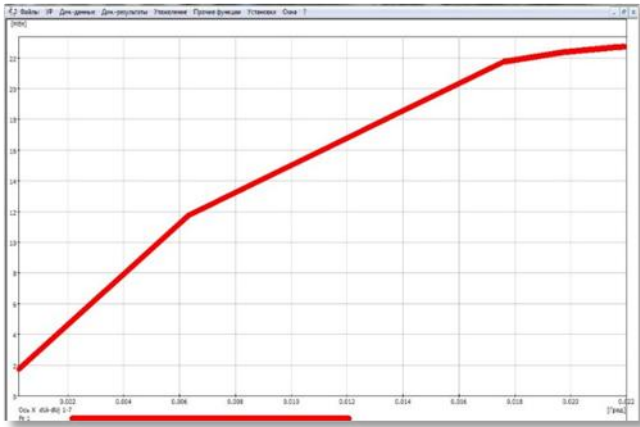


Рис. 3. Угловая характеристика активной мощности исследуемой системы при работе одного генератора  $P_1(\delta)$

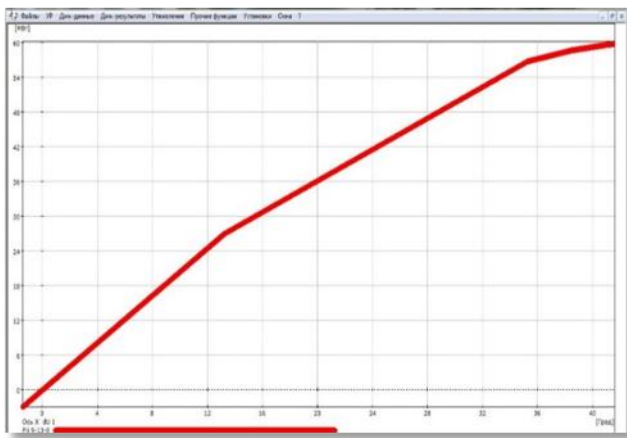


Рис. 4. Угловая характеристика активной мощности исследуемой системы при работе трех генераторов  $P_2(\delta)$

Результаты исследования динамической устойчивости системы при КЗ на линии связи 10 кВ первой секции ТЭЦ-1 с ПС электрической сети приведены на рис. 5 и 6.

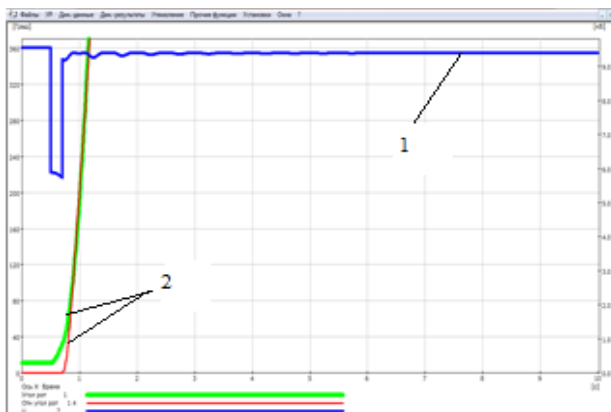


Рис. 5. Изменения параметров оценки динамической устойчивости, где 1 – изменение напряжения на первой секции РУ – 10 кВ ТЭЦ (генераторы 1 - 3), 2 – изменение угла  $\delta$

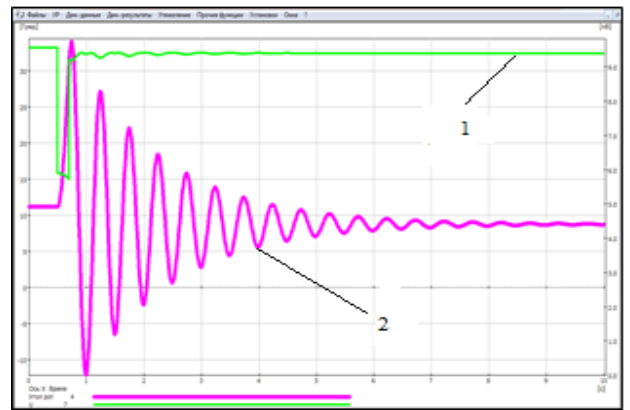


Рис. 6. Изменения параметров оценки динамической устойчивости, где 1 – изменение напряжения на второй секции РУ – 10 кВ ТЭЦ (генераторы 4- 6), 2 – изменение угла  $\delta$

Анализ изменения указанных на рис. 5 параметров позволил сделать вывод о нарушении динамической устойчивости и отключении генераторов 1-3 противоаварийной автоматикой. Из рис. 6 следует, что устойчивая работа системы сохраняется при работе генераторов 4 – 6 (вторая секция РУ 10 кВ ТЭЦ) и связи с ПС электрической сети по второй линии, пропускная способность которой возрастает с 3 МВт до 5,6 МВт (рис. 7).

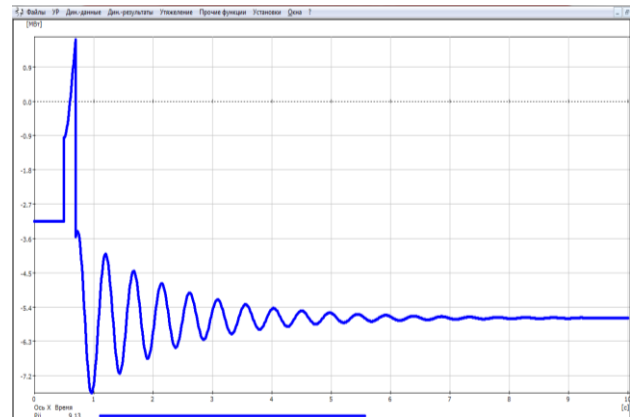


Рис. 7. Изменение пропускной способности второй линии связи ТЭЦ-1 с ПС электрической сети при отключении первой линии связи и генераторов 1 - 3

На рис. 8 представлена модель с источником малой генерации (ТЭЦ-2) в районе Измайлово города Москвы.

Параметры генераторов, учтенные в модели, приведены в табл. 2.

Таблица II. ПАРАМЕТРЫ ГЕНЕРАТОРОВ МАЛОЙ ТЭЦ-2

Наименование параметра	Численная величина
Номинальное напряжение $U_{ген}$ , кВ	0,4
Номинальная активная мощность $P_{ном}$ , кВт	1000
Коэффициент мощности $\cos(\phi)$ , о.е	0,8
Коэффициент демпфирования $D$ , о.е	10
Механическая постоянная инерции $T_j$ , с	10,5
Переходное сопротивление генератора $X'_d$ , о.е	0,23

Получены угловые характеристики мощности одного генератора и двух генераторов. Предельно передаваемые мощности составили значения 12 МВт и 19 МВт, соответственно. Коэффициенты запаса статической устойчивости составили 92%, как и в электрической схеме с ТЭЦ-1.

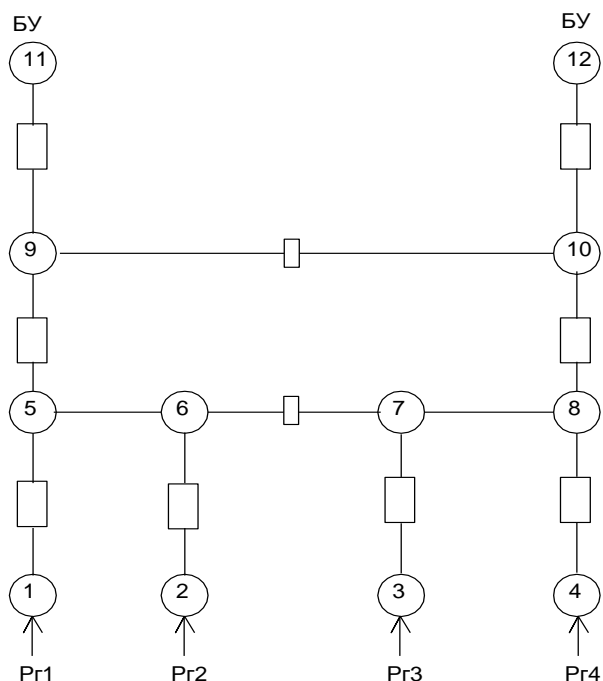


Рис. 8. Модель исследуемой электрической сети со вторым объектом малой генерации (ТЭЦ - 2)

Результаты исследования динамической устойчивости системы при КЗ на линии связи 10 кВ первой секции ТЭЦ-2 с РП 10 кВ электрической сети приведены на рис. 9 и 10.

По характеру изменения угла  $\delta$  на рис. 9-10 следует, что система электроснабжения с ТЭЦ-2 динамически устойчива.

### Выводы

Установлено, что коэффициенты запаса статической устойчивости, исследуемых систем электроснабжения с малыми ТЭЦ составили 92%, которые значительно превышают допустимые значения [4].

Полученные результаты исследований динамической устойчивости систем электроснабжения при КЗ на линиях связи ТЭЦ с основной электрической сетью 10 кВ свидетельствуют, что для каждой конкретной схемы электроснабжения с источниками малой генерации необходимо проводить указанные в работе расчеты.

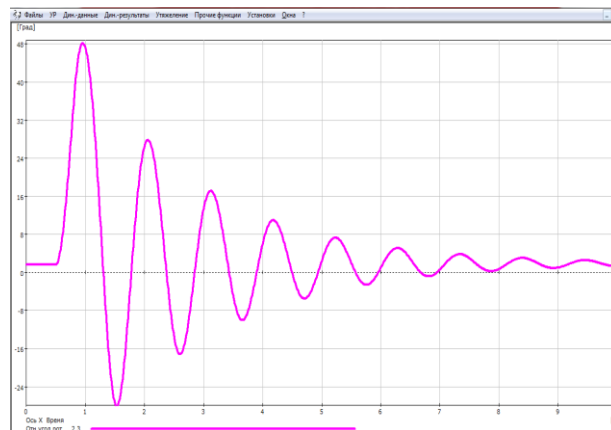


Рис. 9. Изменения угла  $\delta$  между поперечной осью ротора генератора Г1 и Г3 при КЗ на линии 1 связи с РП городской сети

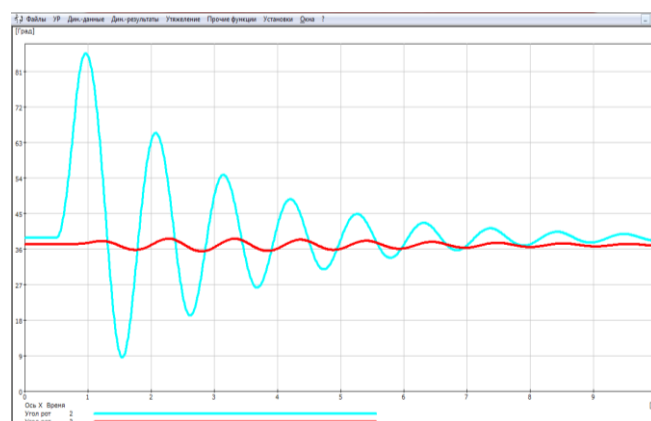


Рис. 10. Изменение угла  $\delta$  между поперечными осями роторов генераторов разных секций и в векторе напряжения на шинах 10 кВ электрической сети при КЗ на линии 1 связи с РП городской сети

Результаты исследования могут быть использованы в проектных расчетах и в эксплуатации систем электроснабжения с распределенной генерацией, учитывая перспективное развитие малой энергетики [5].

### Список литературы

- [1] Мамонов А.М. Разработка технических, экономических и экологических критериев применения систем генерирования электрической энергии малой мощности: автореф. дис.канд. техн. наук / А. М. Мамонов. – Н. Новгород, – 2006.–18 с.
- [2] Методические указания по устойчивости энергосистем. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.(утв.приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. №277).
- [3] Схема перспективного развития Ярославской энергосистемы на 2011 – 2020 гг. с учетом когенерационных установок, 2011.

# Малая генерация и живучесть энергосистемы

Ф.Л. Бык, Л.С. Мышкина, А.Г. Фишов

Новосибирский государственный технический университет  
Новосибирск, Россия  
felixbyk@hotmail.com

Статья посвящена вопросу, а что может принести малая генерация с точки зрения надежности электроснабжения и живучести энергосистемы, если она станет элементом ЕЭС. Сегодня наблюдается увеличение количества когенерационных станций мощностью до 25 МВт. Предлагается подход, позволяющий осуществлять более эффективное использование малой генерации. Малая генерация, при объединении в изолированные локальные энергосистемы, может рассматриваться как эффективное средство повышения надежности и живучести электроснабжения отдельных территорий и районов, обслуживаемых единой энергосистемой, что в позволяет говорить о повышении их энергобезопасности.

*Ключевые слова:* малая генерация, надежность, живучесть, изолированная энергосистема, энергосбережение, энергобезопасность.

## Distributed generation and power system survivability

F.L. Byk, L.S. Myshkina, A.G. Fishov

Novosibirsk State Technical University  
Novosibirsk, Russian Federation  
felixbyk@hotmail.com

The article focuses on what can bring distributed generation in terms of reliability of power supply and power system survivability, if it becomes part of the unified energy system. Today we observe an increase in the amount of cogeneration plants with capacity up to 25 MW. We offer the approach that allows more efficient use of distributed generation. Distributed generation, when combined in a isolated local power system, can be considered as an effective means of ensuring the reliability and survivability of individual territories and power system as a whole. And this, in turn, allows us to speak about improving energy security.

*Keywords:* distributed generation, reliability, survivability, isolated system, efficiency.

### I. ВВЕДЕНИЕ

Несмотря на активное обновление мощностей в энергосистеме, количество аварий на электростанциях только растёт, свидетельствуют данные «Системного оператора». Так, 23 декабря 2015 г. диспетчер ЕЭС зафиксировал рекордный объём аварийных ремонтов генерирующего оборудования – 7,6 ГВт в период утреннего пика потребления [1].

На сегодняшний момент, 66 регионов России из 85 являются дефицитными по электрической энергии, в 45 из них дефицит достигает 1/3 электропотребления и более. Следовательно, в таких регионах надежность электроснабжения прежде всего зависит от надежности электрических сетей. Частота отказов которых, по данным ПАО «Россети», за последние 30 лет увеличилась более чем в 4 раза в сетях 6-20 кВ и 7 раз в 110 кВ и выше [2].

Однако, важно отметить, что благодаря «кольцевидности» питающих и магистральных сетей 110-750 кВ, недогруженности трансформаторов на крупных подстанциях (ПС) и избыточности генерирующих мощностей, не всегда отказы отдельных элементов, образующих ЕЭС, со-

провожаются ограничениями потребителей в энергии. Зачастую только отказы элементов радиальной распределительной сети ниже 35 кВ связаны с отключением нагрузки. Линии электропередач 10-35 кВ, отходящие от центров питания к трансформаторным и распределительным пунктам (ТП и РП), т.е. непосредственно к потребителю – самое слабое место в обеспечении надежности электроснабжения. Их резервирование, в том числе за счет малой распределенной генерации, один из путей повышения бесперебойности электроснабжения.

### II. МЕСТО И РОЛЬ МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Сегодня общепринято малую генерацию (МГ) рассматривать в двух вариантах использования:

- резервный источник питания для потребителей первой и особой категорий надежности;
- основной источник автономного электроснабжения потребителей на удаленных территориях.

Оба варианта имеют свои недостатки и сложности функционирования. В первом варианте использование МГ, очевидно, экономически неэффективно, так как име-

ется «замораживание» мощностей и, следовательно, капитальных вложений. Работа малой когенерации в автономном режиме сопровождается техническими трудностями, главным образом, связанными с недостаточной маневренностью и управляемостью этих энергоисточников. Это обусловлено возможностями регуляторов скорости и возбуждения генераторов. Кроме этого, в автономном режиме, надежность работы МГ требует предусматривать саморезервирование по мощности, что снижает их экономичность.

Малая электроэнергетика России на сегодняшний день представлена около 50 000 электростанций общей мощностью более 17 млн кВт (8% от всей установленной мощности электростанций России), работающих как в энергосистемах, так и автономно [3]. Наблюдается постоянный рост доли малой распределенной генерацией, обеспечивающей комбинированную выработку тепловой и электрической энергии. Примеры этого наблюдаются повсеместно, в том числе и в г. Новосибирске: энергоустановка мощностью 10 мВт, обеспечивающая тепло- и электроснабжения ж/м Березовый; 12 МВт, принадлежащая ФГБУ «ННИИПК им. акад. Е.Н. Мешалкина». На стадии строительства есть и другие объекты МГ, их доля в установленной мощности региона продолжает увеличиваться.

Около 26% от общего производства тепла в РФ вырабатывается в малых котельных и на индивидуальных отопительных установках, моральный и физический износ которых составляет порядка 80% [3].

Согласно Постановлению Правительства РФ от 31 декабря 2009 г. № 1221 [4], в целях повышения энергоэффективности и энергосбережения, предусматривается проведение реконструкций котельных мощностью более 5 МВт с обязательной установкой когенерационных установок. Это усиливает тренд на появление малой генерации.

Экономическая эффективность малой генерации в зоне действия ЕЭС обусловлена прежде всего: наличием сформированного спроса на электроэнергию, достигнутыми технико-экономическими характеристиками когенерационных энергоисточников; снижением цены на электроэнергию из-за исключения сетевой составляющей. Кроме этого, наличие технических ограничений на технологическое присоединение к электрическим сетям энергоемких потребителей стимулирует и делает экономически целесообразным их ориентацию на МГ, что позволяет отказаться от затрат на подключение к энергосистеме. К сожалению и существующий порядок ценообразования на электрическую мощность и энергию не позволяет предприятиям осуществлять долгосрочное планирование издержек связанных с электроснабжением, а ориентация на МГ во многом эти вопросы решает. Конечно, возникают другие задачи, которые требуется решать, тем, кто выбрал для себя в качестве источника электроснабжения малую когенерацию, но их появление в зоне действия ЕЭС будет продолжаться.

### III. ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И ЖИВУЧЕСТИ

Малая распределенная генерация может быть использована для обеспечения надежности энергосистемы, так как с ее появлением снижается нагрузка магистральных и питающих сетей, растут запасы пропускной способности сети, увеличиваются резервные трансформаторные мощности переагруженных центров питания. Конечно, это

потребуется внести изменений в работу РЗ и ПА, в порядок взаимодействия систем управления режимами при ординарных условиях эксплуатации.

Особо следует отметить роль МГ для повышения живучести электроснабжения. Согласно определению Системного оператора [5] живучесть – способность системы электроснабжения противостоять значительным возмущениям в энергосистеме, не допуская массовых нарушений снабжения потребителей в особых (не ординарных) условиях, т.е. при авариях и катастрофах. Рост живучести обусловлен ростом числа частей энергосистемы, которые можно выделить в качестве изолированного района по условию самобаланса. С ростом делимости больших энергосистем расширяется множество допустимых ее состояний, но это требует совершенствование систем управления.

Если из числа МГ исключить микрогенераторы, работающие с генераторным напряжением до 10 кВ, то имеется два варианта их подключения к энергосистеме [6]: к шинам 10 кВ в центрах питания или шинам 10 кВ на трансформаторных пунктах.

В первом случае растет надежность и повышается живучесть электроснабжения определенного района, но бесперебойность электроснабжения конкретных потребителей практически не изменится, т.к. она в основном определяется безотказностью распределительных линий 10 кВ. Анализ расчета режимов загрузки МГ, необходимый для обеспечения их экономической эффективности, показал, что мощность МГ, подключаемая к центру питания, не должна превышать 50% от мощности подключенных нагрузок, что позволяет избежать реверсивных перетоков в сети 110 кВ и выше. Кроме того, следует учитывать ограничение до 25 МВт, которое установлено для объектов малой генерации.

При подключении МГ к шинам 10 кВ ТП существенно растет надежность и живучесть электроснабжения определенных потребителей, запитанных от указанных подстанций. Расчеты показали, что мощность МГ в этом случае не должна превышать 150% от мощности максимальной нагрузки. Это позволит с одной стороны обеспечить ее экономическую эффективность, а с другой, возможность выделения этой части в изолированный район при неординарных условиях.

С позиции набора необходимого объема нагрузки и достижения максимального уровня надежности, экономически целесообразно подключение малой генерации к центрам питания. Однако для обеспечения живучести и надежности определенных потребителей, подключение МГ должно производиться на уровне ТП. Как показал анализ электрических режимов, в каждом из этих вариантов редко возникает необходимость кардинальных изменений в РЗ и ПА на районных подстанциях, но требуется предусмотреть автоматику по обеспечению устойчивости параллельной работы МГ с энергосистемой в нормальных и аварийных режимах. Один из способов решения этой задачи предлагается в [7,8].

Естественно, при наличии двустороннего питания определенной ТП и при условии, когда мощность присоединенной к ней МГ  $1.5 * Location = 0.5 * District$ , с точки зрения надежности электроснабжения района (District) и обеспечения живучести потребителей в определенном месте (Location) эти варианты сопоставимы. Преимущество в части обеспечения надежности и живучести электроснабжения

потребителей в определенном месте, над другими, расположенными в районе действия центра питания возникает в случае, когда  $1.5 * Location < 0.5 * District$ .

Поэтому предлагается третий вариант – обеспечить надежность и живучесть за счет создания изолированных локальных энергосистем (ИЛЭС), работающих на принципах самобаланса. Это предполагает объединение нескольких ТП, как без МГ, так с присоединенной МГ, но обеспечивающих электро- и теплоснабжение всех потребителей на этих ТП. Достигнуть максимальной экономической и технической эффективности МГ можно путем выделения определенных шин 10 кВ на ЦП и их объединение. На рис. 1 показана принципиальная схема соединения такой ИЛЭС, построенной на принципе самобаланса.

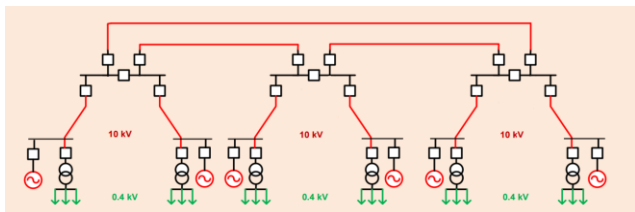


Рис. 1. Объединение малой генерации в ИЛЭС на шинах 10 кВ ТП

#### IV. СИСТЕМНАЯ И ОБЪЕКТНАЯ АВТОМАТИКА В ИЛЭС

Создание изолированных локальных энергосистем на базе малой генерации с применением традиционных технологий контроля и управления затруднительно, прежде всего, по экономическим причинам. В частности, для реализации традиционных технических решений необходима достоверная и достаточная информация:

- о коммутационном состоянии электрической сети;
- для расчета режима узлов сети или перетоков мощности по линиям электропередачи.

Потребуется создание системы оперативно-диспетчерского управления, как это принято в «большой» энергосистеме, что не позволит возложить выполнения операторских функций на автоматическую систему, работающую в реальном времени.

Исключить вышеперечисленные недостатки позволяет технология контроля устойчивости включенных в электрическую сеть синхронных машин по данным синхронизированных векторных измерений режимных параметров [7]. В ее основе лежит определяемая по регистрограммам параметров текущего режима в узлах генерации актуальная обобщенная модель энергосистемы, характеризующая связь между ЭДС наблюдаемых генераторов или их эквивалентных групп. Технология предполагает использование синхронизированных измерений режимных параметров только в узлах подключения синхронных машин при естественных или искусственно создаваемых изменениях режима их работы.

Присоединение ИЛЭС к ЕЭС предполагает применение данной технологии в «большой» энергетике, что позволит осуществлять контроль устойчивости режима на различных иерархических уровнях управления энергосистемой [7,8]. Указанная технология на сегодняшний день реализована в виде прототипа автоматики предотвращения нарушений устойчивости параллельной работы син-

хронных машин. Результаты проведенных испытаний на физической модели энергосистемы свидетельствуют о высокой точности определения предельных мощностей генераторов по статической устойчивости. Это обеспечивается непрерывной актуализацией рассчитываемых пределов, в том числе и в ходе изменения загрузки генераторов. Таким образом, экспериментально подтверждена работоспособность данного способа и его перспективность для применения в режимной и противоаварийной автоматиках как в ИЛЭС с распределенной генерацией, так и в традиционных энергосистемах.

В процессе исследований особенностей режимов работы изолированных локальных энергосистем были определены требования к соответствующей автоматике:

- При возникновении больших возмущений режима, должно быть предусмотрено автоматическое сбалансированное разделение ИЛЭС. Выбор сечения и реализация деления в качестве противоаварийного управления должны осуществляться автоматикой селективного деления.
- Для предотвращения снижения частоты необходимо автоматическое ограничение недопустимого снижения частоты за счет отключения части нагрузки с её последующим включением по мере ввода резерва и нормализации частоты.
- Для обеспечения функциональности ИЛЭС каждый энергоблок должен быть оснащен регуляторами скорости и возбуждения, блокировкой от несинхронных включений источников на параллельную работу.
- Напряжение на шинах электростанции должно поддерживаться с учетом падения напряжения в прилегающей сети.

#### V. ЭФФЕКТЫ СОЗДАНИЯ ИЛЭС

Анализ работы ИЛЭС и ее живучести производился в рамках пилотного проекта объединения трех малых когенерационных станций г. Новосибирска, расположенных в территориальной близости друг к другу: ТЭС ж/м Березовый, ТЭС ФГБУ «ННИИПК им. акад. Е.Н. Мешалкина» (ТЭС Клиники им. Мешалкина) и проектируемой ТЭС Правые Чемы, рис. 2.

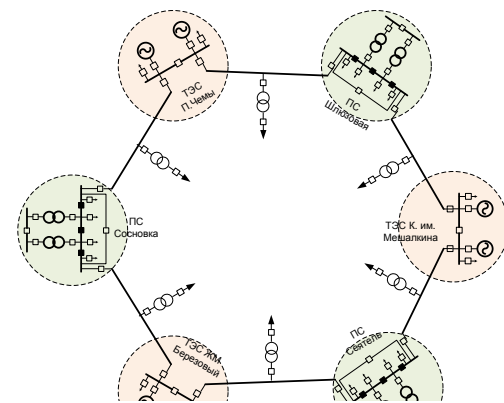


Рис. 2. Пилотный проект (г. Новосибирск ИЛЭС «Академическая»)



Затраты, связанные с объединением малых станций и подключением в энергосистеме, сопоставимы со стоимостью строительства нового энергоблока, однако за счет наличия системных эффектов, известных из «большой энергетики» это становится экономически эффективным.

Создание ИЛЭС ведет к расширению зоны влияния малых станций, что сопровождается появлением дополнительной нагрузки. Это в свою очередь ведет к более экономичному режиму работы агрегатов, а следовательно – снижению себестоимости производимой энергии. Объединение станций, как известно из системных эффектов «большой энергетики» позволяет снизить объем собственных резервных мощностей, что так же ведет к возможности набора дополнительной нагрузки. Кроме указанного в ИЛЭС проявляются и другие эффекты, увеличивающие доходы станций при обеспечении требуемого качества и бесперебойности энергоснабжения потребителей, что сопровождается снижением конечных цен на тепло и электроэнергию.

## VI. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Сопоставление вариантов присоединения МГ к ЕЭС через шины ТП и ЦП 10 кВ позволяет определить экономически эффективный размер этих мощностей, повышающий надежность и живучесть энергосистем, как систем электроснабжения.

2. Создание ИЛЭС на базе МГ позволяет обеспечить эффективное использование объектов малой генерации, с сохранением требуемой надежности и качества электроснабжения, апробировать новые технические и технологические решения по автоматическому управлению ИЛЭС в нормальных и аварийных режимах.

3. Подключение ИЛЭС на параллельную работу с ЕЭС позволяет повысить ее живучесть, т.е. повысить число частей, на которые она может быть разделена на принципах самобаланса, тем самым сократить объем отключений потребителей электроэнергии в неординарных условиях.

4. Повышение надежности и живучести системы электроснабжения позволяет говорить о повышении энергобезопасности территорий, регионов и страны.

5. ИЛЭС могут служить в качестве площадки апробации новых способов и средств управления нормальными и послеаварийными режимами, которые в последующем могут быть перенесены в «большую» энергетику. Их появление придаст ускорение процессу реализации концепции Smart Grid в Российской энергетике, особенно в части совершенствования систем мониторинга, контроля и управления электроснабжением потребителей.

## Список литературы

- [1] Фомичева А. Обещали, но не запустились: почему участились аварийные ремонты [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://peretok.ru/generation/obeshchali-no-ne-zapustilis-pochemu-uchastilis-avariynnye-remonty-.html>
- [2] Корпоративный сайт ПАО «Россети» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rosseti.ru/>
- [3] Стратегическая программа исследований. Технологическая платформа «Малая распределенная энергетика», 2012 г.
- [4] Постановление Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2009 г. № 1221 «Об утверждении правил установления требований энергетической эффективности товаров, работы, услуг, размещение заказов на которые осуществляется для государственных и муниципальных нужд».
- [5] Корпоративный сайт ОАО «СО ЕЭС» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://so-ups.ru/>
- [6] Илюшин П.В. Проблемные технические вопросы работы объектов распределенной генерации в составе энергосистемы и подходы к их решению. / П.В. Илюшин // Энергоэксперт - 2015 № 1. С. 58-62.
- [7] Патент РФ МПК H02H7/07,7/06,9/00,11/00 № 2500061. Способ контроля запасов устойчивости режима синхронных электрических машин, включенных в электрическую сеть / А.Г. Фишов. Опубл в Б.И. 2013 № 33 (приоритет от 02.12.2011)
- [8] Stability monitoring and control of generation based on the synchronized measurements in nodes of its connection/ A. Fishov, M. Shiller, A. Dekhterev, V. Fishov // Journal of Energy and Power Engineering, NY, USA, 2015. – 9(2015) – p.59-67. ISSN 1934-8975

# Система централизованного управления напряжением в интеллектуальных распределительных сетях

А.С. Ванин, Т. Сайфутдинов, В.Н. Тульский  
Московский энергетический институт, Сколтех  
Москва, Россия  
artem.vanin@gmail.com

Данная работа посвящена проблеме регулирования напряжения в распределительных сетях с целью обеспечения качества электрической энергии. Нарушения нормативных требований по качеству электроэнергии в распределительных сетях связаны с наличием неоднородной нагрузки, неравномерно распределенной по сети. Традиционные методы регулирования не позволяют обеспечить требуемый уровень напряжения у потребителей. Вместе с тем современные информационные и телекоммуникационные средства позволяют создавать системы управления на базе результатов мониторинга режима. В данной статье предложена система централизованного регулирования напряжения, основанная на результатах мониторинга параметров режима. Выбор регулирующих воздействий осуществляется на основе оптимизационного расчета методом покоординатного спуска. Для тестовой схемы, полученной на основе реальных схем распределительных сетей московской области, проведено сравнение различных подходов к управлению напряжением. Результаты моделирования показывают, что обособленное регулирование напряжения отдельными устройствами на основе локальных измерений не обеспечивает требуемый уровень напряжения в распределительной сети с неоднородной нагрузкой, в то время как централизованное управление теми же устройствами позволяет поддерживать уровень напряжения в требуемом диапазоне.

*Ключевые слова: регулирование напряжения, распределительная сеть, мониторинг, качество электрической энергии.*

## Centralized voltage control system for smart distribution grids

Artem Vanin, Timur Sayfutdinov, Vladimir Tulskiy  
Moscow Power Engineering Institute, Scoltech  
Moscow, Russia  
artem.vanin@gmail.com

The paper describes the problem of voltage control in distribution networks. Power quality violations connected with voltage deviations caused by load heterogeneity and load nonuniform distribution. Conventional methods for voltage regulation don't able to provide desirable voltage level on loads. At the same time modern informational and telecommunication systems allow to design new voltage control systems based on the results of monitoring. The paper proposes centralized voltage control system, based on the results of monitoring. The control actions are choose by optimization with Oriented Discrete Coordinate Descent Method. For test scheme, formed from real schemes of Moscow region distribution networks, comparison of different voltage control methods is provided. The results show that voltage regulation by separated devices based on local measurements doesn't provide required voltage level in distribution network with heterogeneous load. Centralized voltage control system sustains voltage level in desirable range by the same regulation devices.

*Keywords: Voltage Control, Distribution Network, Power Quality, Monitoring.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время недопустимый уровень напряжения у потребителей электроэнергии в распределительных сетях является одной из наиболее актуальных проблем, связанных с качеством электроэнергии (КЭ). Электросетевые компании получают большое количество жалоб от потребителей, у которых низкое качество электроэнергии приводит к нарушению функционирования и поломкам электроприемников.

Основными возможными причинами увеличения количества несоответствий КЭ нормативным требованиям в распределительных сетях Московской области являются:

- значительная протяженность линий электропередач от центра питания до электроприемников, а также

осуществление электроснабжения с помощью линий в воздушном исполнении, что приводит к большим потерям напряжения при передаче электроэнергии;

- большое количество заявок на технологическое присоединение в Московской области с сильно ограниченным временем включения потребителей, что приводит к росту нагрузки, опережающему темпы модернизации сети;
- неравномерная и неоднородная загрузка фидеров распределительной сети, что приводит к сложности централизованного регулирования напряжения на центре питания [1].

В условиях изменения структуры потребления электроэнергии и типов электроприемников, а также при наличии перечисленных выше факторов, традиционные средства и методы управления режимами распределительных сетей не могут обеспечить требуемый уровень напряжения у потребителей [2].

Одновременно с этим, современные технологии в области обработки информации, автоматического управления и телекоммуникаций позволяют развивать новые подходы к управлению распределительными сетями.

В настоящее время в отечественных распределительных сетях внедряются системы мониторинга качества электроэнергии и параметров режима, что создает возможность осуществлять управление сетью на основе текущих значений параметров режима в различных точках сети, а также архивов измерений [3].

Традиционный подход к управлению напряжением в распределительной сети основан на локальных измерениях в узлах с регулируемыми устройствами. Каждое устройство выполняет регулирование на основе информации только о том узле, к которому оно присоединено. В современных сетях такой подход не позволяет обеспечить необходимый уровень напряжения у всех потребителей или требует установки большого количества регулирующих устройств.

Системы управления с современной архитектурой предполагают передачу данных между всеми управляющими и измерительными устройствами в сети. При централизованной архитектуре информация от точек контроля передается в операционный центр, где выполняется оптимизация режима и расчет управляющих воздействий. При децентрализованной архитектуре, вычисления выполняются в распределенных по сети модулях, при этом общее оптимальное решение достигается за счет коммуникации между модулями [4].

Таким образом, повышение информатизации электрических сетей позволяет более эффективно эксплуатировать существующее оборудование, при этом обеспечивая необходимые требования к качеству электроэнергии.

В данной работе предлагается централизованная система управления напряжением в распределительной сети с неоднородной нагрузкой на базе РПН трансформаторов на центре питания и управляемых компенсаторов реактивной мощности (УКРМ).

## II. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМОМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Система управления режимом распределительной сети должна обеспечивать требуемый уровень напряжения у потребителей электроэнергии за счет воздействия на регулируемые устройства. Внутри допустимого диапазона по напряжению необходимо выбрать наиболее экономичный режим, при котором потери активной мощности в сети будут минимальны.

Математически это может быть сформулировано как оптимизационная задача с целевой функцией, состоящей из функции потерь активной мощности и штрафной функции:

$$f_{loss} = \sum_{n=1}^{N_{branch}} g_{ij} (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \delta_{ij}); \quad (1)$$

$$f_{penalty} = \sum_{i=1}^n \begin{cases} S (V_i - V^{\min})^2, & V_i < V^{\min} \\ 0, & V^{\min} \leq V_i \leq V^{\max}; \\ S (V^{\max} - V_i)^2, & V_i > V^{\max} \end{cases}; \quad (2)$$

$$F = f_{loss} + f_{penalty}, \quad (3)$$

где  $f_{loss}$  – функция потерь активной мощности,  $f_{penalty}$  – штрафная функция по отклонению напряжения,  $N_{branch}$  – количество ветвей в рассматриваемой сети,  $g_{ij}$  – проводимость ветви между узлами  $i$  и  $j$ ,  $V_i$  – напряжение в  $i$ -м узле сети,  $\delta_{ij}$  – угол между напряжениями узлов  $i$  и  $j$ ,  $V^{\min}$ ,  $V^{\max}$  – нижняя и верхняя допустимые границы по напряжению,  $S$  – весовой коэффициент для отклонения напряжения

Для выбора регулирующих воздействий решается оптимизационная задача путем определения минимума целевой функции. В случае, когда напряжение в контрольных узлах сети находится внутри допустимого диапазона, штрафная функция равна нулю и регулирование выполняется с целью снижения потерь активной мощности. Если напряжение выходит за допустимый диапазон, то поиск регулирующих воздействий выполняется в первую очередь для уменьшения штрафной функции.

При расчете учитываются следующие ограничения:

- положение РПН должно находиться внутри имеющегося диапазона, который определяется типом устройства РПН:

$$n^{\min} \leq n \leq n^{\max};$$

- значение выдаваемой реактивной мощности не должно превышать номинальную мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{CBi} \leq Q_{CBi}^{rated};$$

- не должно возникать обратного перетока реактивной мощности на головных участках фидеров:

$$Q_{HSi} \geq 0.$$

В данной работе для оптимизационного расчета применяется метод покоординатного спуска, обладающий высокой вычислительной скоростью, высокой надежностью и сходимостью [5].

## III. ПРИМЕР РАБОТЫ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ ДЛЯ ТЕСТОВОЙ СХЕМЫ

Данная система управления напряжением была смоделирована в программной среде MatLab.

В качестве тестовой схемы, была выбрана схема сети, состоящая из 34 узлов, представленная на рис. 1. Данная схема получена путем эквивалентирования фрагмента распределительной сети московской области и содержит 13 узлов нагрузки, присоединенных к трем фидерам.

Распределительные трансформаторы 10/0,4 кВ оборудованы ПБВ, трансформатор центра питания оборудован РПН. К узлам 6, 13, 17 присоединены управляемые компенсаторы реактивной мощности 200 квар с шагом управления 50 квар.

Графики нагрузки получены на основе недельных измерений в распределительных сетях московской области с усреднением на одноминутных интервалах.

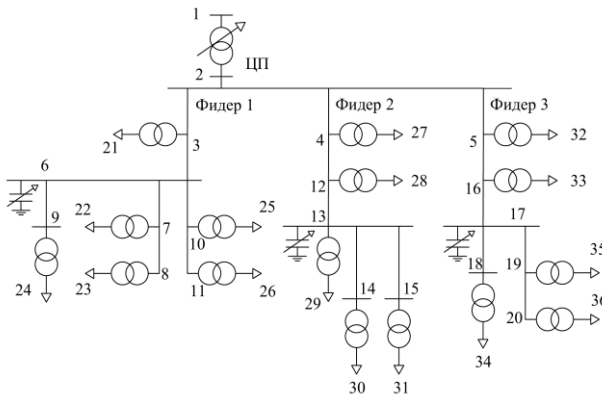


Рис. 1. Схема тестовой сети

От центра питания осуществляется электроснабжение разнородной нагрузки, в результате чего характер графиков электропотребления различается для всех фидеров. Это приводит к неоднородности распределения уровня напряжения по узлам сети. Регулирование напряжения осуществляется для всех фидеров одновременно на центре питания при помощи РПН.

На текущий момент наиболее часто в распределительных сетях применяется регулирование напряжения на центре питания по принципу стабилизации. Т.е. на шинах центра питания поддерживается постоянное значение напряжения.

ГОСТ 32144—2013 устанавливает допустимое значение положительного и отрицательного отклонения напряжения в точке передачи электроэнергии равным 10% от номинального значения [6].

Потери напряжения до наиболее удаленного потребителя в сети 0,4 кВ обычно не превышают 5%. Поэтому для того, чтобы обеспечить требуемый уровень напряжения у всех потребителей, нижняя граница по напряжению для шин 0,4кВ распределительных трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ выбрана 0,95 о.е.

Графики напряжения в наиболее характерных узлах рассматриваемой сети при стабилизации напряжения на центре питания приведены на рис.2. Данные графики построены для шин 0,4кВ распределительных трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ.

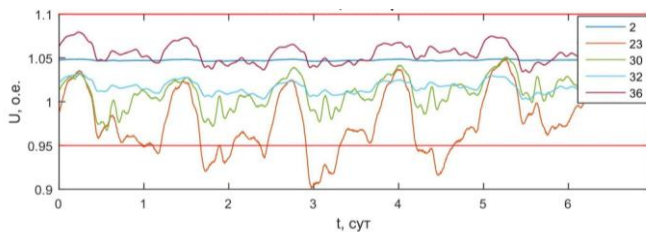


Рис. 2. График напряжения в сети при стабилизации напряжения на центре питания

Из графика видно, что в данном случае уровень напряжения у ряда потребителей выходит за допустимые пределы.

Данные нарушения норм качества электроэнергии могут быть ликвидированы при использовании других методов регулирования.

Применение метода встречного регулирования значительно снижает количество нарушений по установившемуся отклонению напряжения. Графики напряжения при встречном регулировании РПН на центре питания представлены на рис. 3.

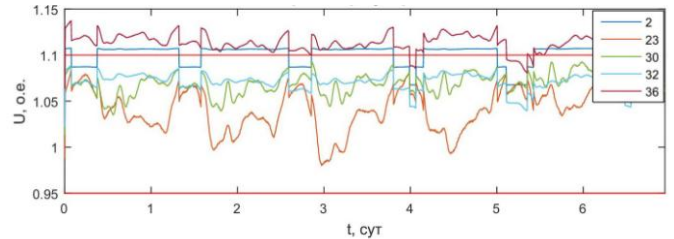


Рис. 3. График напряжения в сети при встречном регулировании напряжения на центре питания

Эффективность встречного регулирования напряжения сильно зависит от правильности изначальной настройки, которая заключается в выборе коэффициентов пропорциональности между током через трансформатор и уровнем напряжения на шинах 10 кВ на центре питания. Как правило, результатов контрольных замеров не достаточно для правильной настройки системы управления на основе метода встречного регулирования, поэтому на практике данный метод применяется редко.

На рис. 4 показаны графики напряжения при наличии системы централизованного регулирования напряжения

Регулирование в этом случае выполняется на основе данных мониторинга напряжения в сети и централизованного принятия решений в результате оптимизационного расчета.

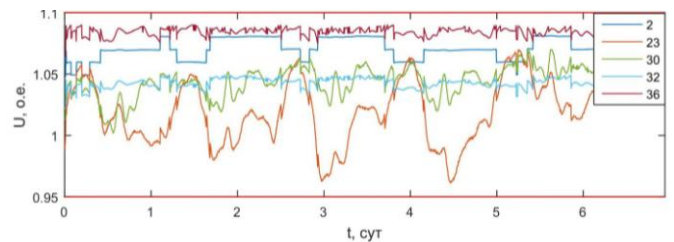


Рис. 4. График напряжения в сети при централизованном регулировании напряжения

Наличие фактических данных об уровне напряжения во всех узлах нагрузки позволяет оптимизировать переключения РПН и УКРМ таким образом, чтобы удовлетворить нормативным требованиям по уровню напряжения для наибольшего количества потребителей.

Как видно из рис. 4, уровень напряжения во всех узлах сети в данном случае находится внутри требуемого диапазона.

График переключения РПН трансформатора на центре питания при централизованном регулировании представлен на рис. 5.

График изменения выдаваемой реактивной мощности УКРМ изображен на рис. 6.

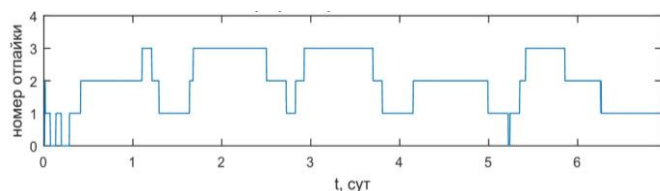


Рис. 5. График переключения РПН

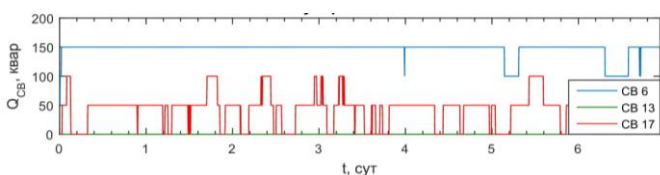


Рис. 6. График изменения выдаваемой реактивной мощности УКРМ

Из представленных графиков видно, что при централизованном управлении ресурс регулирующих устройств активно выбирается, что позволяет эффективно эксплуатировать оборудование.

Если при централизованном регулировании напряжения присутствуют случаи выхода напряжения за допустимые границы, это свидетельствует о технической невозможности нормализации напряжения в данной сети и требует проверки правильности настройки ПБВ распределительных трансформаторов, а также рассмотрения вариантов установки дополнительных средств регулирования напряжения.

#### IV. Выводы

В данной работе была предложена система централизованного регулирования напряжения, основанная на результатах мониторинга параметров режима. Выбор регулирующих воздействий осуществляется на основе оптимизационного расчета методом покоординатного спуска.

Для тестовой схемы, полученной на основе реальных схем распределительных сетей московской области, было проведено сравнение различных подходов к управлению напряжением.

Результаты моделирования показали, что обособленное регулирование напряжения отдельными устройствами на основе локальных измерений не обеспечивает требуемый уровень напряжения в распределительной сети с неоднородной нагрузкой, в то время как централизованное управление теми же устройствами позволяет поддерживать уровень напряжения в требуемом диапазоне.

#### Список литературы

- [1] Бучкина Е.А., Аксютин И.Ю., Сиренко В.В., Бортников С.В. Динамика изменений показателей качества электроэнергии распределительных сетей ОАО «МОЭСК» // Управление качеством электрической энергии: Сборник трудов международной научно-практической конференции – М.: ООО «Центр полиграфических услуг «Радуга», 2014. – 380 с: ил.
- [2] Tulskey, A. Vanin, Mohamed A. Tolba, A. Sharova, Ahmed A. Zaki Diab Study and Analysis of Power Quality for an Electric Power Distribution System – Case Study: Moscow Region, 2016 IEEE NW Russia Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering Conference (EIConRusNW), pp 710 – 716.
- [3] Насыров Р.Р. Система активно-адаптивного регулирования напряжения в распределительных электрических сетях 110–220/6–20 кВ/ Р.Р. Насыров, В.Н. Тульский, И.И. Карташев // Электричество – 2014. - №12, С. 13-18.
- [4] W. Pengfei, 2015, "Evaluation of advanced voltage control algorithms for future smart distribution networks," PhD, School of Electrical and Electronic Engineering, Newcastle University, Newcastle, UK.
- [5] I. Royleman, B. K. Wee, R. L. Lugtu, 1995, "Volt/var control algorithm for modern distribution management system," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 10, 1454-1460.
- [6] ГОСТ 32144—2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

# Выявление корреляционной связи между условным расходом топлива и электропотреблением собственных нужд ТЭЦ

А.С. Ведерников, Е.А. Балукова  
ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»  
Самара, Россия  
balukova\_e@mail.ru

На основании порядка создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, владельцы тепловых электростанций создают общий нормативный запас топлива. В расчете нормативного запаса топлива учитывается необходимость бесперебойного электроснабжения объектов систем теплоснабжения, включая собственные нужды источников тепловой энергии в отопительный период. Таким образом, оптимизируя расход на собственные нужды электростанции можно уменьшить расход топлива.

*Ключевые слова:* электропотребление собственных нужд ТЭЦ, корреляционная связь, условный расход топлива, прогнозирование.

## Determination of cross-correlation dependence between specific reference fuel consumer and electro-consumption of own needs CHPP

A.S. Vedernikov, E.A. Balukova  
Samara State Technical University  
Samara, Russian Federation  
balukova\_e@mail.ru

The owners of Heat Power Plants produce of general fuel reserve on the score of strategy creations and use fuel on Heat Power Plants. In the calculation of general fuel reserve, the necessity of uninterrupted heat and power supply systems is appreciated, including heating energy source of own needs in heating period. As a result, minimizing of own needs consumption one may reduce flow of fuel.

*Keywords:* electro-consumption of own needs CHPP, cross-correlation, specific reference fuel consumer, forecasting.

### I. ВВЕДЕНИЕ

В электроэнергетике России необходимо более эффективно использовать энергетические ресурсы, в том числе и на ТЭЦ.

Для анализа повышения энергоэффективности в отрасли электроэнергетики все тепловые электрические станции были разделены на 3 группы: КПД<40%; 40%<КПД<57%; КПД>57%. В публикациях различных авторов был проведен анализ электростанций России по уровню эффективности, работающих на различных видах топлива: природном газе, угле, мазуте, а также дизельных электростанций (ДЭС). Средний удельный расход топлива на производство тепловой энергии на электростанциях снизился по сравнению с прошлыми годами с 156 кг. у. т./Гкал до 154 кг. у. т./Гкал. Данное уменьшение было отчасти результатом не совершенствования технологий, а изменением процесса ценообразования на тепло[1].

Таким образом, было выявлено несколько основных проблем в повышении энергоэффективности на тепловых электростанциях России, одни из которых:

- растущая доля собственных нужд электростанций;

- долгое отсутствие серьезной мотивации к снижению удельных расходов топлива. Эта мотивация увеличивается по мере расширения объемов торговли электроэнергией на свободном рынке.

### II. АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ

Требования, предъявляемые к системе собственных нужд (СН) – это обеспечение надежности и экономичности работы механизмов собственных нужд, поскольку нарушение работы механизмов собственных нужд сказывается на неправильной работе сложного технологического цикла производства электроэнергии, нарушение работы основного оборудования, а иногда и станции в целом и развитие аварии в системную[2]. Поэтому СН являются потребителями особой категории и прогнозирование электропотребления СН электрических станций является важным аспектом в планировании нагрузки.

### III. ЦЕЛИ И ПУТИ РЕШЕНИЯ

Были рассмотрены основные факторы, влияющие на электропотребление собственных нужд ТЭЦ, один из которых - условный расход топлива.

Ссылаясь на порядок создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, владельцы

электростанций создают «общий нормативный запас топлива»[3]. В расчете нормативного запаса топлива учитывается необходимость бесперебойного электроснабжения объектов систем теплоснабжения (тепловых пунктов, насосных станций, собственных нужд источников тепловой энергии) в отопительный период.

Что касается основного расхода топлива на выработку электроэнергии, то данный расход складывается из нескольких слагаемых, одно из которых – полная выработка электроэнергии. Основная выработка производится:

- на базе внешнего теплового потребления (в систему теплоснабжения);
- на базе внутреннего теплового потребления (генеративный подогрев конденсата; генеративный подогрев химически очищенной воды).

#### IV. ИССЛЕДОВАНИЯ И РАСЧЁТЫ

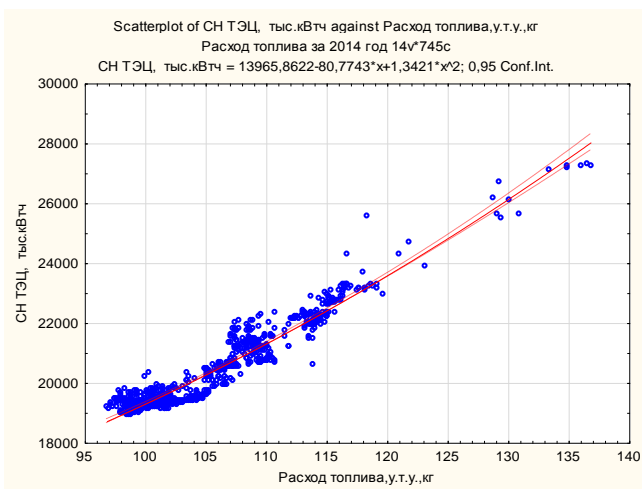


Рис. 1. Корреляционная зависимость условного расхода топлива и РСН в летний период

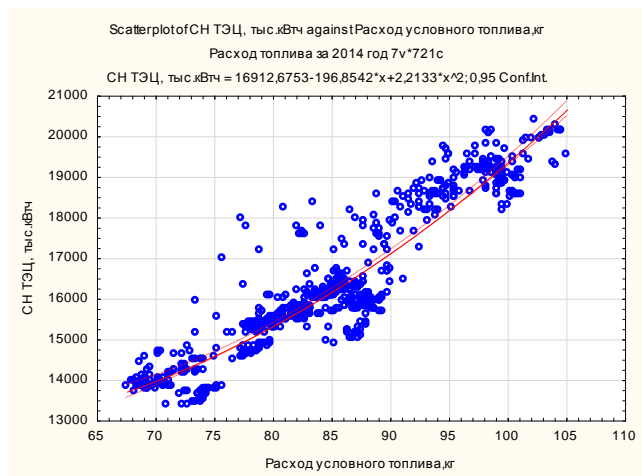


Рис. 2. Корреляционная зависимость условного расхода топлива и РСН в осенний период

По имеющимся значениям расходов условного топлива и электропотребления собственными нуждами ТЭЦ были построены графики и выявлены корреляционные связи между условным расходом топлива и активной мощностью, расходуемой на собственные нужды ТЭЦ за летний период (рис. 1), за осенний (рис. 2), за

зимний (рис. 3), за весенний (рис. 4). В качестве данных используются почасовые значения активной мощности, расходуемой на собственные нужды Новокуйбышевской ТЭЦ-2 и расходы натурального топлива. Данные взяты из архивов системы АСКУЭ по 2014 году.

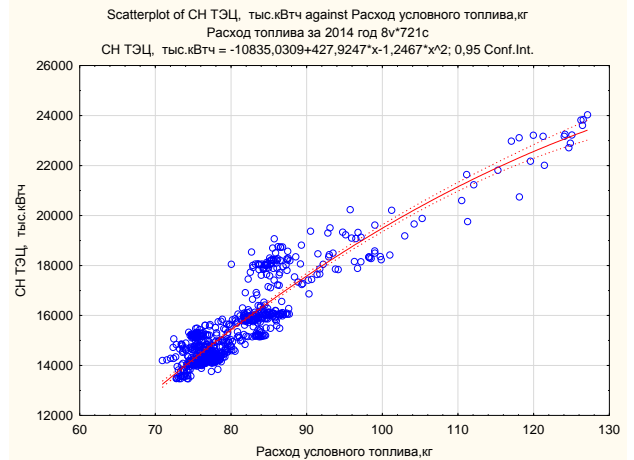


Рис. 3. Корреляционная зависимость условного расхода топлива и РСН в зимний период

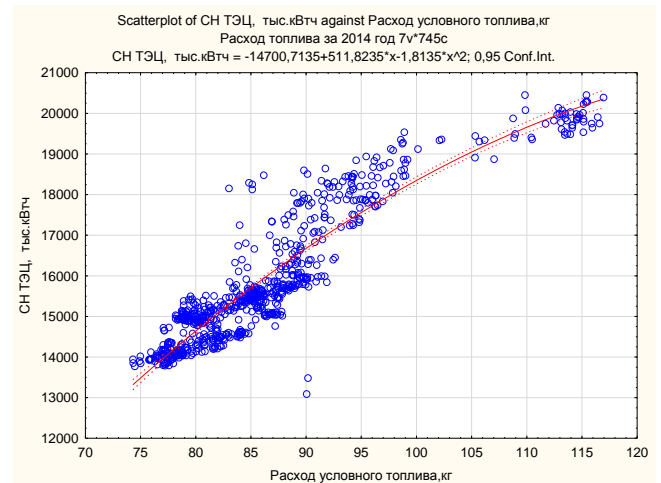


Рис. 4. Корреляционная зависимость условного расхода топлива и РСН в весенний период

Также в программе MATCAD был рассчитан коэффициент корреляции[4]. Для каждого сезона коэффициент корреляции оказался одинаковым и составил:

$$R(P_{\text{акт}}, P_{\text{СН}}) = 0,9,$$

что показывает высокую связь между двумя величинами.

В качестве топлива используется природный газ. Для выявления корреляционных связей использовался условный расход топлива. Условным топливом считается единица учета натурального топлива, которая применяется для сопоставления эффективности различных видов топлива и общего его учета. Соотношение между условным топливом и натуральным выражается формулой:

$$B_y = \frac{Q_H^p}{7000} * B_H.$$

## V. Выводы

Основной расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ зависит от условного расхода топлива. Установив положительную корреляционную связь между величинами  $u.t.$  и  $P_{CH}$ , можно сделать вывод о том, что увеличение значений одной переменной ведет к увеличению значений второй переменной. Таким образом, оптимизируя расход электроэнергии на собственные нужды электростанции, можно уменьшить расход топлива.

Полученные данные будут являться основой для дальнейших исследований в области качественного прогнозирования СН ТЭЦ на основе нейронной сети.

## Список литературы

- [1] Башмаков И.А. Энергосбережение, 2009, №7, 20-30.
- [2] Э.М. Аббасова, М.Ю. Голоднов, В.А. Зильберман, А.Г. Мурзаков; Под ред. Ю.М. Голоднова. Собственные нужды тепловых электростанций // Энергоатомиздат, 1991. – 272с.: ил.
- [3] Об утверждении порядка создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, в том числе в отопительный сезон: Приказ от 22 августа 2013г. N 469//Собрание законодательства РФ-2014
- [4] Болотюк В.А., Болотюк Л.А. Практикум и индивидуальные задания по математической статистике ( типовые расчеты): учебное пособие. – М.; Берлин: Директ-Медиа, 2014. – 9 с.



# Построение целостной системы достоверизации данных телеметрической информации с регистраторов переходных процессов от объекта до диспетчерского центра энергосистемы

А.В. Волков  
Филиал АО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ  
Сургут, Россия  
djason@list.ru

Область использования регистраторов переходных процессов (Smart-WAMS) в ЕЭС России расширяется из года в год. Повышаются и требования к качеству данных, получаемых от устройств Smart-WAMS. Особое значение это имеет при использовании параметров телеметрической информации Smart-WAMS в системах автоматического оценивания режима работы энергосистемы и определения максимально допустимых перетоков мощности в контролируемых сечениях. Тем не менее, качество получаемой телеметрической информации со Smart-WAMS до настоящего времени оставляет желать лучшего. О проблемах получения качественной телеметрической информации со Smart-WAMS и предложениях по улучшению ситуации для целей автоматизированного определения перетоков мощности в контролируемых сечениях изложена позиция автора в представленном докладе.

*Ключевые слова: максимально допустимый переток мощности, регистратор переходных процессов (Smart-WAMS).*

## Building integrity of the system obtaining quality telemetry information from the Smart-WAMS to the System operator

Andrey Volkov  
Branch of «System Operator of the United Power System» Tumen RDU  
Surgut, Russian Federation  
djason@list.ru

Field of the transient recorder (Smart-WAMS) in the UES of Russia is expanding from year to year. Increases and the quality requirements resulting from the Smart-WAMS devices. This is especially important when using telemetry data parameters Smart-WAMS in automatic mode estimation of the energy system and the definition of acceptable maximum power flow system in controlled sections. However, the quality of the received telemetry data from the Smart-WAMS to date leaves much to be desired. On the problems of obtaining high-quality telemetry data from the Smart-WAMS and proposals to improve the situation for the purposes of the automated determination of power flows in controlled sections of the author's position is set out in the present report.

*Keywords: maximum power flow, Smart-WAMS.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

В условиях развития рыночной экономики заинтересованность к максимально точному и объективному определению диспетчерскими центрами энергосистем России максимально и аварийно допустимых перетоков мощности (далее – МДП и АДП) в контролируемых сечениях не только сохранилась, но и вышла на качественно новый уровень постановки вопроса. Точное и объективно соответствующее складывающейся в текущем времени режимной ситуации в энергосистеме определение МДП и АДП позволяет максимально полно использовать пропускную способность существующих электрических сетей при обеспечении полного выполнения постоянно расширяющихся требований нормативной документации к надёжности электроснабжения потребителей. Проводить непрерывный пересчёт МДП и АДП во множестве имеющихся контролируемых сечений для всех учитываемых

режимных ситуаций в ручном режиме давно уже стало неэффективно, особенно учитывая прогресс в развитии вычислительной техники и программного обеспечения. Системный оператор на протяжении последних лет в тесном взаимодействии с научными институтами и программистами ведущих российских компаний проводит изыскательские работы по автоматизации задачи определения МДП и АДП. Успешным примером такой работы стало развитие и внедрение в промышленную эксплуатацию Систем мониторинга запасов устойчивости (далее – СМЗУ). Одним из ключевых нововведений в работе таких комплексов, обеспечивающих повышение точности определения МДП и АДП, стало использование телеметрической информации, получаемой с регистраторов переходных процессов (далее – Smart-WAMS) и имеющей привязку к меткам точного времени. Особое значение имеют два телеизмеряемых параметра – значение напряжения и фазовый угол. Опыт работы с СМЗУ в период её создания и

начала эксплуатации выявил ряд существенных проблем с использованием именно фазового угла напряжения. Проблемы оказались настолько широкие, что потребовалось выработать целую концепцию построения системы достоверизации данных, получаемых со Smart-WAMS, от объекта установки регистратора до диспетчерского центра энергосистемы. В дальнейшем основные разработанные принципы и подходы обеспечения достоверизации данных использовались для всех устройств Smart-WAMS, устанавливаемых на объектах энергосистемы Тюменской области.

## II. ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ, ВЫЯВЛЕННЫЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ПОЛУЧАЕМОЙ ОТ SMART-WAMS

Выявленные в ходе работы с телеметрической информацией от Smart-WAMS проблемы разделились по двум уровням: объектовому и уровню диспетчерского центра. При этом на уровне диспетчерского центра приходилось решать проблемы с поступлением данных в базу оперативно-информационного комплекса (ОИК) и непосредственно из ОИК в базу данных расчётной системы СМЗУ (рисунок).



Структурная схема поступления данных от Smart-WAMS в диспетчерский центр энергосистемы

На объектовом уровне выявились следующие недостатки работы Smart-WAMS.

- При выводе из работы первичного электротехнического оборудования, к трансформаторам тока и напряжения которого привязаны регистраторы, Smart-WAMS продолжал работать и передавать в базу данных ОИК диспетчерского центра энергосистемы телеизмерения, формируемые остаточными наведенными электромагнитными полями. При этом значение фазового угла напряжения, измеряемое уже в изолированном от энергосистемы контуре, приводило к полной остановке СМЗУ из-за появления грубых несоответствий измеренных значений фазовых углов в расчётной схеме фактическим.
- Программное обеспечение Smart-WAMS позволяет передавать значение фазового угла в двух различных вариантах – в диапазоне от  $-180$  до  $+180^\circ$ , либо в диапазоне от  $0$  до  $360^\circ$ . В отсутствие единых требований энергосистемы к устанавливаемым Smart-WAMS на объектах, включаемые в работу регистраторы настраивались по усмотрению поставщика оборудования и не согласовывались с диспетчерским центром. В результате в ОИК диспетчерского центра приходили измерения фазового угла напряжения в разных диапазонах.

На уровне диспетчерского центра энергосистемы поступающие от Smart-WAMS в базу данных ОИК и используемые далее СМЗУ телеизмерения выявили следующий круг проблем:

- используемые различные виды каналов связи передачи данных от Smart-WAMS на объекте до диспетчерского центра энергосистемы (прямые цифровые, спутниковые) с различным временем прохождения телеизмерений (зависимым к тому же и от удалённости объекта) приводили к задержке заполнения базы данных ОИК и неполной ретрансляции данных, забираемых в СМЗУ по последнему срезу;
- иная дискретность поступления срезов телеметрии от Smart-WAMS, существенно увеличившая количество пакетов данных в единицу времени, не позволяла использовать базу данных обычного ОИК;
- программные средства ни ОИК, ни СМЗУ не имели в своём составе средств диагностики и анализа, записанных в базы данных наборов телеметрии от Smart-WAMS, что существенно осложняло поиск источника недостоверных данных;
- отсутствовал общий механизм взаимодействия субъекта электроэнергетики и диспетчерского центра для поиска и устранения неисправностей, вызывающих появление в базах данных ОИК и СМЗУ недостоверных телеизмерений от Smart-WAMS.

Решение выявленных в ходе работы со Smart-WAMS проблем осложнялось новизной использования технологии векторных измерений для целей работы систем поиска МДП и АДП, аналогичных СМЗУ, и отсутствием опыта иных компаний и подразделений Системного оператора. Филиал ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ готовил пилотный проект внедрения СМЗУ в своей энергосистеме и был пионером в процессе адаптации использования Smart-WAMS для целей диспетчерского управления. При выработке решений приходилось учитывать специфику работы оборудования объектов (Smart-WAMS), каналов связи, систем ОИК и СМЗУ в комплексе.

Особую проблему при выработке решений доставляло полное отсутствие нормативной базы по работе субъектов электроэнергетики с устройствами типа Smart-WAMS, а также организация взаимодействия диспетчерского центра с субъектами электроэнергетики при эксплуатации этих устройств.

## III. РЕШЕНИЕ ВОПРОСОВ, СВЯЗАННЫХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДИСПЕТЧЕРСКИМ ЦЕНТРОМ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ПОЛУЧАЕМОЙ ОТ SMART-WAMS

Непосредственного доступа к объектам энергосистемы, на которых установлены Smart-WAMS, у Системного оператора нет. Нет возможности и организации удалённого мониторинга работы каждого из устройств Smart-WAMS, ввиду отсутствия требований нормативных документов к субъектам об организации такой технической возможности. Решать весь комплекс вопросов, возникших с использованием телеметрической информации, получаемой от Smart-WAMS, в том числе вопросов объектового уровня, пришлось на уровне диспетчерского центра энергосистемы.

Исключать из использования в расчётной схеме СМЗУ данные измерений Smart-WAMS при выводе из работы первичного электротехнического оборудования, к измерительным преобразователям которого подключается Smart-WAMS, удалось путём создания дополнительной панели (экрана) СМЗУ, отвечающего за состояние регистратора. В автоматическом режиме состояние регистратора контролируется по телесигналу состояния первичного электротехнического оборудования, к которому выполнена его привязка. Аналогичные дорасчётные параметры позволяют создать и средства ОИК. Системы ОИК и СМЗУ также позволяют менять состояние регистратора и вручную. Такая возможность предусмотрена на случай вывода из работы измерительных преобразователей (трансформаторов тока и напряжения), телесигналы состояния которых в настоящее время, как правило, не формируются на объектах и не передаются в диспетчерский центр. Необходимость использования ручного режима изменения состояния регистратора обычно возникает в случае аварийного выхода из строя трансформатора тока или напряжения, поскольку при планировании ремонтов обслуживание преобразователей совмещают с ремонтом первичного оборудования.

На первых этапах организации приёма данных о фазовом угле напряжения от Smart-WAMS выяснилось, что с разных объектов угол поступает по-разному. С одних – в диапазоне от  $-180$  до  $+180^\circ$ , с других – в диапазоне от  $0$  до  $360^\circ$ . Ситуация возникла из-за отсутствия единых требований к форматам передачи данных Smart-WAMS и самостоятельному подходу поставщиков оборудования к настройке и сдаче в эксплуатацию устройств. Оперативно было принято решение для целей СМЗУ принять эталонный диапазон измерений фазового угла напряжения от  $0$  до  $360^\circ$ . Для регистраторов, работающих в диапазоне от  $-180$  до  $+180^\circ$ , непосредственно в базе данных СМЗУ формировались функции дорасчёта и перевода значений в эталонный диапазон. Позднее эта функция была переведена из СМЗУ в ОИК, так как при анализе различных схемно-режимных ситуаций и использований функции графопостроения в ОИК по нескольким параметрам угла необходимо было получать единообразную картину без задания каждый раз заново формулы пересчёта.

Различные виды каналов связи передачи данных от Smart-WAMS на объекте до диспетчерского центра энергосистемы (прямые цифровые, спутниковые), разная удалённость объектов приводили к задержке заполняемости базы данных ОИК и неполной ретрансляции данных, забираемых в СМЗУ по последнему срезу. Ситуация оказалась критичной для расчёта СМЗУ, так как в расчётную схему попадал не весь набор данных Smart-WAMS. По этой причине был выполнен анализ, целью которого стало определение предельного времени заполнения всех полей базы данных ОИК (определение последнего по времени полностью заполненного среза телеметрии). Для модуля загрузки данных в базу СМЗУ с некоторым запасом сформирован сдвиг по времени (метке единого времени) и в базу СМЗУ из ОИК поступает не последний имеющийся срез телеметрии, а последний полностью заполненный срез. Это обеспечило привязку к расчётной схеме СМЗУ всех необходимых данных и не привело к снижению актуальности результатов получаемых расчётов, так как сдвиг по времени составил не более 20 с.

Отсутствие программных средств специализированного назначения для оценки качества поступающих от регистраторов данных телеметрии, особенно фазового угла напряжения, существенно осложняло поиск неисправно работающего регистратора. Часто неисправности регистратора удавалось диагностировать только из анализа получаемых от него данных, поскольку сигнализация работы устройств непосредственно на объектах зачастую не выявляла технических проблем в работе устройств. Средства ОИК (построение графиков) ввиду малой дискретности хранимых архивных данных и наличия механизма прореживания архива подходили для этого меньше всего. Результатом решения данной проблемы стал заказ Системным оператором специализированного программного обеспечения для проведения анализа получаемых данных от Smart-WAMS, имеющего в своём составе расширенные возможности, в том числе построение графиков в режиме реального времени, создание радарных диаграмм и прочее. Подготовка дополнительных предложений по совершенствованию данного автоматизированного рабочего места технолога продолжают до сих пор и направляются для изучения возможности расширения функционала программного обеспечения разработчику.

Иная дискретность поступления срезов телеметрии от Smart-WAMS, существенно увеличившая количество пакетов данных в единицу времени, не позволяла использовать базу данных обычного ОИК. Архивные данные имели колоссальные размеры и требовали сохранения их в полном объёме за длительные интервалы времени. В результате этого ещё на стадии начального этапа создания СМЗУ принято решение о выделении отдельных от основного ОИК серверов под цели ОИК для нужд СМЗУ. Впоследствии обычный ОИК получил возможность сохранения в своей базе данных Smart-WAMS с дискретностью и правилами хранения телеинформации с учётом требований, предъявляемых к хранению обычной телеметрии с энергообъектов в диспетчерском центре. Использование обычного ОИК, как правило, осуществляется службами и специалистами, не связанными непосредственно с системами типа СМЗУ и их базой данных.

Наиболее серьёзной проблемой в случаях необходимости организации поиска причин поступления со Smart-WAMS недостоверной телеметрической информации стало отсутствие механизма взаимодействия субъектов электроэнергетики и диспетчерского центра в части эксплуатации таких устройств. Ситуация усложнялась отсутствием требований нормативных документов к необходимости организации такого делового процесса. Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ в рамках работы над пилотным проектом СМЗУ проведена огромная работа по изучению структуры прохождения телеметрической информации от объекта до диспетчерского центра, изучены строение и функционирование как самих устройств Smart-WAMS, так и каналов связи. В результате после длительной работы с субъектами электроэнергетики были сформированы положения о взаимодействии при возникновении необходимости поиска и устранения неисправностей в работе регистраторов. Вся зона ответственности была поделена на три части: зона ответственности диспетчерского центра (сервера ОИК, СМЗУ, часть каналобразующего оборудования), зона ответственности субъекта электроэнергетики (подстанция, устройство Smart-WAMS, часть каналобразующего оборудования), зона ответственности привлечённых организаций, обслуживающих

канал связи между диспетчерским центром и объектом. При этом непосредственное взаимодействие с привлечённой организацией осуществляет субъект электроэнергетики. В положениях отражён строгий порядок проверки зон ответственности каждой организацией, организации передачи информации между ними и производства операций по переключениям или проведению измерений, тестирования. В результате на сегодняшний день срок устранения неисправностей работы Smart-WAMS сократился в среднем от месяца (на первых этапах создания СМЗУ и настройки Smart-WAMS) до одного-двух дней.

#### IV. Выводы

Целью всей описанной выше работы стало создание условий надёжной работы Smart-WAMS, получения от них достоверной телеинформации и возможность использования данных в системах типа СМЗУ для расчёта МДП и АДП, максимально приближенных к реальной схемно-режимной ситуации. Повысилось и качество анализа переходных процессов при анализе аварийных ситуаций на основании получаемых данных высокой дискретности с устройств Smart-WAMS.

Сохраняющаяся актуальность максимально точного для текущего режима работы энергосистемы определения значений МДП и АДП, а также повышение требований нормативной документации выдвигают и новые требования к автоматизации процесса расчёта МДП и АДП. Рассчитывать на использование автоматизированных систем можно только в том случае, если имеется уверенность в правильности их работы 24 часа в сутки 365 дней в году. Помимо технологических задач настройки самой системы типа СМЗУ, не обсуждаемых в данной статье, существенную роль в надёжности и качестве работы играет качество получаемой для расчёта телеметрической информации.

И если требования к объектам в части получения обычной телеметрии уже давно сформированы и отражены в нормативных требованиях, то формирование требований к устройствам типа Smart-WAMS и данным, получаемым от них, ещё продолжается. Существенную роль в формировании таких требований играет Системный оператор.

Имеющийся положительный опыт изучения особенностей работы устройств Smart-WAMS, принятые решения и реализованные подходы при использовании получаемой от них информации, описанные в настоящей статье, могут быть полезны как сотрудникам филиалов Системного оператора, в которых впервые начинается работа по эксплуатации Smart-WAMS и внедрение в эксплуатацию систем СМЗУ, так и специалистам компаний-изготовителей регистраторов и наладчикам оборудования, а также студентам специализированных образовательных учреждений, осуществляющих своё обучение в сфере разработки и применения технологий векторных измерений.

#### Список литературы

- [1] Волков А.В. Опыт внедрения и промышленной эксплуатации системы мониторинга запасов устойчивости северных районов Тюменской области в Тюменском РДУ // Электроэнергетика глазами молодёжи: науч. тр. 3-й Междунар. науч.-техн. конф.: в 2-х т. – Екатеринбург: УрФУ, 2012. – Т. 2. – С. 33–36.
- [2] СТО 59012820.27.010.001-2013. Правила определения максимально и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС»: стандарт организации / В.А. Дьячков, Н.Г. Шульгинов, Б.И. Аюев (от 18 января 2013 года).
- [3] Мелешкин Г.А., Меркурьев Г.А. Устойчивость энергосистем. Теория: монография. – СПб.: Центр подготовки кадров энергетики, 2006. – 350 с.

# Расчет режимов систем электроснабжения с распределенной генерацией методом диакоптики

П.Л. Воронов

ФГБОУ ВО «Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова»  
Чебоксары, Россия  
plv911@mail.ru

**Состояние вопроса:** Концепция распределенного производства электрической энергии в настоящее время крайне актуальна. Она подразумевает строительство традиционных и возобновляемых источников электроэнергии в непосредственной близости от потребителей. Мощность таких источников выбирается, исходя из перспектив их использования с учетом имеющихся ограничений, и может варьироваться в широких пределах. При этом потребитель, как правило, не отключается от общей системы электроснабжения, в связи с чем возникают многие проблемные вопросы интеграции таких источников в существующую энергосистему и их совместной параллельной работы. Энергосистемы предъявляют ряд требований к подключению альтернативных или других источников электроэнергии, среди которых особое место занимают режимные расчеты различного назначения. В данной работе для этих целей предлагается использовать эффективный метод эквивалентирования, анализа и расчета сложных систем электроснабжения (СЭС) при присоединении к ним малой распределенной генерации, основанный на тензорно-топологическом подходе, введенном в электротехнику Г. Кроном. Практические расчеты, иллюстрирующие применение метода, выполнены на примере присоединения когенерационных установок к реальной СЭС.

**Материалы и методы:** Для решения поставленной задачи используется метод решения сложных систем по частям (диакоптика), вытекающий из теории двойственных (ортогональных) цепей.

**Результаты:** В работе представлены результаты вычислений токов короткого замыкания для целей релейной защиты и проверки силового электрооборудования на термическую и электродинамическую стойкость для большого фрагмента Чувашской энергосистемы после планируемого присоединения к ней двух когенерационных электростанций каждая суммарной мощностью 30 МВт.

**Выводы:** Реализованные алгоритмы и выполненные расчеты показывают эффективность метода решения сложных систем по частям, обеспечивая снижение времени счета и повышении точности расчетов на ЭВМ.

*Ключевые слова:* малая энергетика, распределенная генерация, когенерация, диакоптика, расчеты по частям.

## Calculation mode power supply systems with distributed generation using the diakoptics

P.L. Voronov

Chuvash State University,  
plv911@mail.ru

**Background:** The Concept of distributed production of electrical energy is currently very topical. It involves the construction of traditional and renewable sources of electricity close to consumers. The power of such sources is selected, based on the prospects for their use taking into account the existing constraints, and may vary within wide limits. While the consumer usually is not isolated from the General supply system, so there are many problematic issues in the integration of such sources into the existing power system and their joint parallel operation. Power system impose a number of requirements to connect or other alternative energy sources among which the special place is occupied by modal calculations for different purposes. In this paper, for these purposes it is proposed to use an effective method of reduction, analysis and calculation of complex power supply systems (SES) upon accession to them of small distributed generation systems based on tensor-topological approach introduced in electrical engineering by G. Kron. Practical calculations illustrating the application of the method performed by the example of the accession of the cogeneration plants to the real SES.

**Materials and methods:** For the solution of an objective method of solution of complex systems in parts (a, diakoptics) arising from the theory of the dual (orthogonal) circuits.

**Results:** the paper presents the results of calculations of currents of short circuit for the purposes of relay protection and check the security of electrical equipment for thermal and electrodynamic stability for a large chunk of the Chuvash power system after the planned accession of two cogeneration power plants each with a total capacity of 30 MW.

**Conclusions:** the Implemented algorithms and performed the simulations show the effectiveness of the method solution of complex systems of parts, thereby reducing computation time and improving the accuracy of calculations on a computer.

**Keywords:** small-scale power generation, distributed generation, cogeneration, diacoptics, the calculations in parts.

Отечественный и зарубежный опыт эксплуатации и исследования режимов работы СЭС с распределенной генерацией показывает, что в настоящее время требуется новый комплексный подход к расчетам токов короткого замыкания (КЗ) и распределению их в ветвях сетей с многосторонним питанием на напряжении (0,4 – 110) кВ, а также к построению релейной защиты, которая должна соответствовать меняющимся условиям в связи с децентрализацией генерирующих мощностей в СЭС. Требуется различные модифицированные методики расчета токов короткого замыкания, статической и динамической устойчивости в условиях совместной и автономной работы централизованных электростанций и станций малой энергетики при симметричных и несимметричных возмущениях и наличии замкнутых контуров внутренних СЭС. В таких СЭС схемы замещения для целей РЗ и А не могут быть сведены к двухмашинному эквиваленту. Для обеспечения их селективности и для оценки сценариев последствий аварийных ситуаций, связанных с многочастотными асинхронными режимами, необходимо совершенствовать методы математического и программно-аппаратного моделирования энергосистем и их эквивалентирования.

Метод расчета СЭС по частям позволяет получать точные эквиваленты различных подсистем в виде их решений, которые затем могут использоваться для формирования миниатюрной модели (копии) исходной нерасчлененной энергосистемы. В этой модели, описываемой значительно меньшим числом переменных, равным числу разрезаемых ветвей, сохраняются все корни характеристического уравнения, т. е. все собственные числа (частоты) и собственные векторы (формы колебания) исходной системы. Полученные решения для произвольно выбранных подсистем (частей), как эквиваленты, и модели-копии анализируемых СЭС могут быть использованы затем в дальнейших исследованиях.

Распределительная сеть с многосторонним питанием является сложно-замкнутой и перераспределение токов короткого замыкания в ней определяется не только соотношениями мощностей генераторов, но и параметрами предшествующего режима, а также топологией сети и расположением расчетных точек КЗ. Метод диакоптики как раз и использует топологические модели или схемы замещения, при расчленении которых удастся получить дополнительные неизвестные без проведения специальных расчетов.

В настоящей статье в качестве примера представлен расчет начальных сверхпереходных токов короткого замыкания для большого фрагмента Чувашской энергосистемы после планируемого присоединения к ней двух когенерационных электростанций [1]. Расчет токов проведен по частям на основе алгоритма узлового метода диакоптики [2], реализованного на практике в виде разработанного [3] программного продукта DIAFAK.

Для когенерационной установки в районе котельной 8-9К составлены следующие модели электрической сети: 2 генератора по 15 МВт, работающие на секционированные

шины 6 кВ, которые связываются кабельными линиями с шинами 6 кВ ПС-110/6 «Чапаевская». Схема распределительной сети 110 кВ включает в себя эквиваленты Чувашской энергосистемы относительно III и IV секций ТЭЦ-2 ОАО»ТГК-5, ВЛ-110 кВ Южная I,II и нагрузки отпаечных подстанций ВНИИР, Парковая, Южная, Западная, Студенческая, Заовражная. Для когенерационной установки в районе котельной 4С составлены следующие модели электрической сети: 2 генератора по 15 МВт, работающие на секционированные шины 6 кВ, которые связываются кабельными линиями с шинами 6 кВ РП-6. Схема распределительной сети 110 кВ включает в себя эквиваленты Чувашской энергосистемы относительно III и IV секций ТЭЦ-2 ОАО» ТГК-5, ВЛ-110 кВ Южная I,II и нагрузки отпаечных подстанций ВНИИР, Парковая, Южная, Чапаевская, Кировская, Заовражная и трансформаторы ПС-110/6 кВ Западная, Студенческая. Расчетная схема распределительной сети 6 кВ включает секционированные шины ПС-110/6 кВ Западная, Студенческая, кабельные линии связи 6 кВ, РП-6 с обобщенными нагрузками силовых трансформаторов ТП-6/0,4 кВ.

Схема электрических соединений и топологическая модель в виде схемы замещения исследуемого фрагмента Чувашской энергосистемы здесь не приводятся в виду громоздкости. Для схемы замещения рассчитаны параметрами всех элементов сетей 6-110 кВ, а также двух генераторов когенерационной электростанции в районе котельных.

В работе с целью сравнения и проверки правильности результатов вычислений выполнен расчет токов КЗ: методом узловых напряжений путем составления полной системы уравнений и обращения матрицы узловых проводимостей  $[Y]$  исследуемого фрагмента и методом диакоптики посредством деления фрагмента на три части.

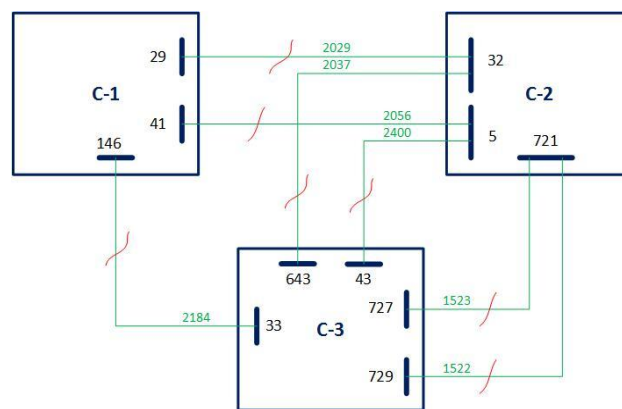


Рис. 1. Схема разбиения фрагмента сети на три части

На рис. 1 показаны (в форме многополюсников) эквиваленты трех подсистем C-1, C-2 и C-3, на которые подразделялся исходный фрагмент энергосистемы при расчете его методом диакоптики. На схеме выделены лишь те узлы подсистем, которые связаны с линиями, разрезаемыми в процессе деления фрагмента на подсистемы. Линии, попавшие в разрез, тоже пронумерованы в соответствии с

исходными данными топологической модели (схемы за-мещения фрагмента). Если разрезаемые линии убрать, то получим три изолированные подсистемы, в каждой из которых имеют место заземленные точки, не показанные на схеме разбиения фрагмента.

Подчеркнем, что оба варианта расчета токов КЗ выполнены с применением метода двойной факторизации. Метод двойной факторизации в сочетании с методом диакоптики сверхэффективно решает задачу определения параметров режима электроэнергетических систем [4]. Хотя проблема дефицита оперативной памяти при расчете электрических величин методом узловых напряжений на современных ПЭВМ сейчас практически снята, поскольку ее модули достигли 2048 Мб., однако остаются проблемы скорости вычислений и особенно точности обращения матриц высокого порядка.

Сравнительный анализ показывает, что время обращения комплексной матрицы узловых проводимостей прямым методом резко возрастает с увеличением ее порядка, определяемого количеством узлов схемы. Так при 1000 узлах оно составляет на ПЭВМ с процессором Pentium IV 1024 Мб порядка 20с, а с увеличением числа узлов в три раза достигает 900с. Использование двойной факторизации сокращает время обращения матриц тех же самых исследуемых систем соответственно до 0,2с и 1,5с. Применение же метода диакоптики делает время расчета этих систем, разделенных на несколько подсистем, исчезающе малым. Надо отметить, что время расчета методом двойной факторизации является нелинейной функцией отношения числа ветвей к числу узлов топологической модели. С ростом этого отношения увеличивается и время счета на ЭВМ.

Кратко охарактеризуем этапы получения основных матриц решения и результаты расчета фрагмента Чувашской энергосистемы методом разбиения его на три части. Результирующую матрицу узловых сопротивлений всего фрагмента можно найти из уравнения  $[Z] = [Y]^{-1}$ . Однако для определения искомых напряжений в узлах фрагмента методом расчета по частям матрица узловых проводимостей  $[Y]$  всего фрагмента не требуется и не вычисляется. Вместо нее используется ее факторизованная форма, вытекающая из решения уравнений ортогональной цепи [5].

Первый этап расчета состоит в расчленении исходного фрагмента на три подсистемы таким образом, чтобы исключить взаимоиндуктивные связи между ними и между разрезаемыми линиями. Это облегчает вычисления и составление группы матриц преобразования.

Программа предусматривает и автоматическое разбиение системы на части, исходя из ряда условий. Однако на практике целесообразнее заранее задавать разрезаемые ветви, что обеспечивает большую наглядность операции деления исходной системы.

Далее для каждой из подсистем по соответствующему алгоритму формируются матрицы узловых проводимостей, которые обращаются с использованием метода двойной факторизации. В результате автоматически формируется диагональная матрица узловых сопротивлений, которую можно назвать матрицей решения подсистем. Для рассматриваемого фрагмента СЭС она имеет вид:

$$Z = \begin{array}{c|ccc} & C-1 & C-2 & C-3 \\ \hline C-1 & Z_{11} & & \\ \hline C-2 & & Z_{22} & \\ \hline C-3 & & & Z_{33} \\ \hline \end{array}.$$

На втором этапе расчета по специальному алгоритму формируется матрица преобразования, с помощью которой строится цепь, состоящая из частей эквивалентов отдельных подсистем [6], примыкающих к узлам линий связи, и которые объединяется с разрезанными ветвями, образуя так называемую цепь пересечения. В отличие от исходной системы узлового типа эта цепь является контурной, число контуров которой равно числу разрезанных ветвей. ЭВМ автоматически формирует эту матрицу преобразования или соединения в виде:

$$C_t = \begin{array}{c|ccc} & C-1 & C-2 & C-3 \\ \hline C_{C-1,t} & & & \\ \hline C_{C-2,t} & & & \\ \hline C_{C-3,t} & & & \\ \hline \end{array}.$$

Она является ключом к решению системы по частям. В общем случае эта матрица, выполняющая операцию соединения решений подсистем, имеет количество строк, равное числу независимых узлов исходной системы (фрагмента). Число столбцов ее равно числу разрезанных ветвей. Каждый столбец, соответствующий определенной разрезанной ветви, показывает какие узлы эта ветвь связывает. Следовательно, элементами матрицы соединения являются лишь числа 0, 1, -1, причем в каждом столбце матрицы имеет место одна положительная и одна отрицательная единица, а все остальные элементы данного столбца – нули. Эта матрица является слабозаполненной и содержит значительное число нулевых строк. Поскольку матрица соединения решений состоит только из элементов 0, 1, -1, то все операции с ними в программе сведены к простейшим операциям перекодирования.

После исключения нулевых строк, которые не играют никакой роли в преобразованиях, транспонированная матрица соединения  $[C_t]$  для рассматриваемого фрагмента приобретает вид

	2029	2037	2056	2400	2184	1572	1573
29	1						
41			1				
146					1		
32	-1	-1					
5			-1	-1			
721						-1	-1
643		1					
43				1			
33					-1		
727						1	
729							1

Следует заметить, что матрицы преобразования (соединения), используемые в тензорном методе Крона для анализа электрических сетей принципиально отличаются от матриц инцидентий и сечений, применяемых в теории графов электрических цепей. В любой внутренне связанной ортогональной цепи (а все электрические цепи являются двойственными, ортогональными) соотношения между разомкнутыми и замкнутыми путями с одной стороны, и компонентами в виде отдельных ветвей, замкнутых на себя (элементарная или примитивная система), с другой стороны, могут быть кодифицированы в форме несингулярной (квадратной, имеющей обратную) матрицы (тензора), определяемой по специальному правилу. Эту матрицу можно разделить вертикальной линией на две прямоугольные, одна из которых, относящаяся к замкнутым путям токов, называется контурной матрицей. Ниже она используется при расчете цепи пересечений.

После определения матриц  $[Z]$  и  $[C]$  выполняются автоматические операции по вычислению напряжений в узлах рассматриваемого фрагмента. Факторизованная форма расчета в данном примере означает использование для определения напряжений в узлах только матриц задающих токов и полученных матриц решения фрагмента по частям. Задающие токи в узлах определяются по предшествующим значениям сверхпереходных ЭДС генераторов, синхронных двигателей и компенсаторов, которые определяются за их сверхпереходными сопротивлениями, посредством преобразования ЭДС в источники тока [4]. При необходимости аналогично определяются задающие токи обобщенных нагрузок и мощных асинхронных двигателей, участвующих в подпитке места КЗ. Программой предусмотрено вычисление токов КЗ во всех узлах рассматриваемого фрагмента.

Алгоритм определения напряжений узлов методом диаоптики состоит из следующих шести шагов:

I. Вычисляются напряжения узлов отдельных (трех для рассматриваемого фрагмента) изолированных друг от друга подсистем относительно общего узла заземления:

$$U_{(i)}^m = Z_{(i)}^{mm} I_{(i)}^n.$$

II. Определяются по напряжениям  $U_m$  отдельных подсистем ЭДС в разрезанных ветвях контурной цепи пересечений:

$$e_r = -C_r^m U_m.$$

III. Находятся контурные токи цепи пересечений, равные токам разрезанных ветвей исходной схемы:

$$i^s = Y^{sr} e_r.$$

IV. Вычисляются дополнительные токи, подтекающие к узлам подсистем от действия ЭДС

$$\Delta I^n = C_s^n i^s.$$

V. Определяются приращения напряжений узлов, обусловленные дополнительными токами:

$$\Delta U_m = Z_{mm} \Delta I^n.$$

VI. Находятся искомые напряжения узлов схемы:

$$U_\mu = 1_\mu^m (U_m + \Delta U_m),$$

где  $1_\mu^m$  – коэффициент, приводящий в соответствие индексы.

Заметим, что индексная форма записи тензорных величин имеет ряд существенных преимуществ, однако в вышеприведенных формулах рассматриваемого алгоритма индексы введены для удобства и подчеркивают только смысловое значение соответствующих матриц.

Токи КЗ в узлах и их распределение по ветвям определяется программой, реализующей известную методику, подробно изложенную в [4].

Объединив все шаги изложенного алгоритма, можно получить общую формулу для вычисления напряжений в узлах схемы:

$$U_\mu = 1_\mu^m \{ [1 - Z_{mm} C_s^n (C_r^m Z_{mm} C_s^n + Z_{bb})^{-1} C_r^m ] Z_{mm} \} I^n,$$

где выражение в фигурных скобках представляет собой полную матрицу узловых сопротивлений  $Z_{\mu\nu}$  всей исходной системы в явном виде, а  $Z_{bb}$  – это матрица сопротивлений разрезанных ветвей.

В таблице приведены выборочные значения напряжений в узлах, рассчитанные по частям ( $U_\mu$ ) и путем обращения полной матрицы ( $U_\mu$ ) фрагмента.

ВЫБОРОЧНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЙ В УЗЛАХ

	29	41	...	32	5	...	33	43
$U_\mu$	66,64	66,54		66,67	66,72		67,19	66,54
$U_\mu$	66,68	66,55		66,71	66,55		67,37	66,55

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ результатов вычислений показывает, что метод расчета по частям обеспечивает большую точность. Это следует из сравнения значений напряжений в узлах.

Говоря о точности обращения матриц, подчеркнем, что если исходная матрица узловых проводимостей рассматриваемого фрагмента имеет порядок  $N$  ( $88 \times 88$ ), то метод расчета по частям дает ту же точность, которая соответствует приблизительно обращению условной матрицы с числом переменных  $n = (N/m + k)$ , где  $m$  – число подсистем, а  $k$  – количество разрезанных ветвей. Следовательно, имеем  $n = (88/3 + 7) \approx 36$ .

Эффективность метода может быть повышена как посредством параллельных расчетов, так и путем выделения особых подсистем, используя, например, свойства многополосников.

#### Список литературы

- [1] Щедрин В.А., Воронов П.Л. Энергетика Чувашии: состояние и перспективы совместного производства электроэнергии и тепла / Труды АЭН Чувашской Республики. – 2010, №1, с. 7-15.
- [2] Крон Г. Исследование сложных систем по частям – диаоптика. М. Наука, 1978, с. 544.
- [3] Ермолаева Н.М., Щедрин В.А. Программа расчета токов трехфазного короткого замыкания в крупных электрических системах на основе интеграции методов диаоптики и двойной факторизации «DIAFAC»/Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2010614487. Реестр программ для ЭВМ . 8 июля 2010.
- [4] Щедрин В.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та. 2007, с. 421.
- [5] Воронов П.Л. Использование уравнений ортогональных цепей к моделированию энергосистем в реальном времени. /Научные труды IV международной научно-технической конференции «Энергетика глазами молодежи». Новочеркасск. 2013. т.1, с 87-90.
- [6] Воронов П.Л. Щедрин В.А. Эквивалентирование и упрощение сложных электрических систем по частям при моделировании. // Вестник Чувашского университета. Серия «Естественные и технические науки», 2014, №1, Чебоксары: Изд-во Чуваш. Унт-та, 2014. С 44-55.



# Оценка влияния на электроэнергетический режим энергосистемы Республики Татарстан объектов распределенной генерации

Л.Х. Галлямова  
Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана  
Казань, Россия

В настоящее время идет активное подключение генерирующих установок непосредственно потребителями. Ввод распределенной генерации оказывает значительное влияние на электроэнергетический режим, требует тщательной проработки вопроса на этапе проектирования. Возникают проблемы модернизации логики действия РЗА с учетом реверсивных потоков мощности, усложняется управление электроэнергетическим режимом, перераспределяются токи нагрузки. В докладе исследовано влияние объектов малой генерации на электроэнергетический режим энергосистемы Татарстана.

*Ключевые слова: распределенная генерация, электроэнергетический режим.*

## Assessment of the impact on the electricity grid mode Tatarstan objects distributed generation

Liliya Gallyamova  
System Operator of the United Power System  
Kazan, Russia

Currently, there is an active connection of generating units directly to consumers. Commissioning of distributed generation has a significant impact on the electricity regime, the question requires careful consideration during the design phase. There are problems of modernization of relay protection and automation logic of action based on reverse power flow, complicated management of the electric power mode, redistributed load currents. The report studied the effect of small generation facilities to the electricity grid mode Tatarstan.

*Keywords: distributed generation, power generation mode.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Во всем мире, и в частности в Татарстане, идет активное подключение потребителями объектов распределенной генерации (далее РГ). Рост тарифов у крупных производителей, сложности с подключением к сети, значительная загрузка центров питания, неудовлетворительное качество электроэнергии относительно ГОСТ 13109-97-все это стало стимулом к развитию малой энергетики.

Распределенная малая генерация представляет собой электростанции малой мощности на традиционных энергоносителях (природный газ, мазут, уголь, вода).

В настоящее время широкое распространение получают электростанции малой и средней мощности следующих типов: газотурбинные (ГТЭС), газопоршневые (ГПЭС) и дизельные (ДЭС), подключаемые к распределительным электрическим сетям и/или к сетям внутреннего электроснабжения промышленных предприятий.

Обширной сферой применения средств малой энергетики является энергообеспечение районов, изолированных от ЕЭС. Кроме того, эти источники энергии широко используются в качестве резервного (аварийного) электроснабжения потребителей, требующих повышенной надежности и не допускающих перерывов в подаче энергии при авариях в зонах централизованного электроснабжения.

Кроме того, распределенная энергетика востребована на новых производствах, основанных на цифровых технологиях и особенно чувствительных к качеству электроснабжения. В централизованной электрической сети сложно обеспечить требуемый уровень качества электроэнергии, но возможно в локальной сети на основе автономных источников питания.

Цель работы – показать положительный эффект при применении РГ на уменьшение потерь в сетях, разгрузку распределительной сети и поддержание качества электроэнергии.

## II. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РГ

В настоящее время в России ввод новых генерирующих мощностей отстает от роста электропотребления. В условиях рыночной неопределенности развития электроэнергетической отрасли одним из наиболее популярных решений повышения надежности электроснабжения потребителей является размещение установок распределенной генерации вблизи центров нагрузок. В этом случае снижаются риски дефицита мощности и потери электроснабжения от питающей подстанции основной сети, повышается надежность энергоснабжения, улучшаются показатели качества электрической энергии, снижаются потери мощности.

К основным вопросам, которые необходимо решить объектам распределенной энергетики при функционировании в рамках Единой Энергетической Системы, относятся:

- устойчивость энергосистемы (надежность системы при отключении объектов распределенной генерации);
- регулирование частоты и распределение избытков мощности;
- функционирование объектов распределенной энергетики при переходе в изолированный режим работы.

В настоящее время в Российской Федерации действуют более 300 малых ГЭС общей мощностью около 1300 МВт. Малые ГЭС обеспечивают энергоснабжение отдельных потребителей, изолированных от энергосистемы, но большая их часть подключена к местным энергосистемам.

Технический потенциал малых водотоков в Республике Татарстан (далее РТ) в целом оценивается по средней мощности в 144,3 МВт и по среднегодовой выработке электроэнергии в 1,264 млрд кВт.ч. Наибольшим энергетическим потенциалом обладают реки Мензеля (58375 кВт.ч/кв. км), Степной Зай (50098 кВт.ч/кв. км), Шешма (45712 кВт.ч/кв. км), Кичуй (43755 кВт.ч/кв. км), Зай (43683 кВт.ч/кв. км), Малая Меша (32547 кВт.ч/кв. км), Зыча (32322 кВт.ч/кв. км) [3].

## III. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕТИ

Для оценки влияния на электроэнергетический режим объектов РГ использовалась расчетная модель, созданная в программе RastrWin3. Были рассмотрены нормальные и ремонтные схемы с учетом увеличения потребления РТ к 2020 г. В ходе анализа, по критерию недопустимого снижения напряжения в узлах не ниже минимально допустимых значений, были выявлены следующие места возможного подключения объектов РГ:

- ПС 110 кВ Мамадыш;
- ПС 110 кВ Шемордан;
- ПС 110 кВ Новошешминск;

- ПС 110 кВ Камское Устье;
- ПС 110 кВ Буинск;
- ПС 110 кВ Нурлат;
- ПС 110 кВ Аксубаево.

При подключении к этим подстанциям генерирующих установок разгружается сеть 110 кВ в районе ПС 110 кВ Каргали (снижается токовая нагрузка линий). Значительный положительный эффект от подключения РГ наблюдается в Буинском энергорайоне. Буинский энергорайон в настоящее время характеризуется как дефицитный. Технологическое присоединение новых потребителей с заявленной мощностью 5 МВт и выше в этом районе затруднено из-за малой пропускной способности распределительных сетей 110 кВ, из-за потерь мощности и напряжения по длинным связям. Поэтому собственная генерация помогла бы решить вопрос, как с технологическим подключением, так и с повышением качества электроэнергии.

## IV. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ

Несравненным плюсом объектов РГ являются быстрые сроки строительства, экономическая выгода и быстрая окупаемость. Оценочный экономический расчет [4] станции установленной мощностью 6,4 МВт в составе 4х блок модулей при ценах на природный газ, электроэнергию, теплоэнергию на сегодняшний день показал, что срок окупаемости ГТУ составит 2,7 года.

## V. ВЫВОДЫ

Российский рынок распределенной генерации неуклонно растет. Для электроэнергетической системы (далее ЭЭС) она имеет не только положительные стороны, но и создает определенные технические проблемы, которые связаны с изменением свойств системы, возможностей управления ими в нормальных и аварийных условиях. Эти проблемы решаемы, но при этом усложняется диспетчерское и автоматическое управление ЭЭС.

Несмотря на все проблемы, внедрение собственной генерации поможет:

- снизить ограничение пропускной способности электрической сети;
- снизить стоимость выработки электроэнергии;
- снизит загрузку трансформаторов центров питания;
- повысит качество электроэнергии.

## Список литературы

- [1] Закон Республики Татарстан от 13 января 2007 г. N 7-ЗРТ "Об утверждении Программы развития топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на 2006-2020 годы"
- [2] <http://www.roltpower.ru/calc/>

# Системы преобразования и хранения электроэнергии на основе литий-ионных аккумуляторов и суперконденсаторов

Р.Р. Гарипов<sup>1</sup>, С.М. Хантимеров<sup>2</sup>, К. Киржек<sup>3</sup>, Н.М. Сулейманов<sup>1,2</sup>  
<sup>1</sup>ФГБОУ ВО КГЭУ, <sup>2</sup>ФГБУН КФТИ КазНЦ РАН, <sup>3</sup>Вроцлавский технологический университет  
<sup>1,2</sup>Казань, Россия; <sup>3</sup>Вроцлав, Польша  
gari\_rtrf@mail.ru

В статье рассматривается применение литий-ионных аккумуляторов и суперконденсаторов в области электроэнергетики. Получены опытные образцы анодного электрода на основе никелевых пластин и углеродных нанотрубок. Установлено что данные опытные образцы обладают обратимостью по отношению к процессу заряда/разряда и могут быть использованы в качестве электродов в литий-ионных аккумуляторах и суперконденсаторах. Показана эффективность используемых методов, подходов и материалов для получения нанокompозитных электродов при разработке высокоэффективных современных химических источников тока.

*Ключевые слова:* литий-ионные аккумуляторы, суперконденсаторы, наноструктуры, распределенная энергетика.

## Systems for electricity transformation and storage on the basis of lithium-ion batteries and supercapacitors

R.R. Garipov<sup>1</sup>, S.M. Khantimerov<sup>2</sup>, K. Kierzek<sup>3</sup>, N.M. Suleimanov<sup>1,2</sup>  
<sup>1</sup>KSPEU, <sup>2</sup>KPhTI, <sup>3</sup>Wroclaw University of Technology  
<sup>1,2</sup>Kazan, Russian Federation; <sup>3</sup>Wroclaw, Poland  
gari\_rtrf@mail.ru

The article considers the use of lithium - ion batteries and supercapacitors in the electricity sector. The prototype of anode electrode based on nickel plates and carbon nanotubes was developed. It was found that this prototype had reversibility for the charge/discharge process and could be used as electrodes in lithium ion batteries and supercapacitors. The efficiency of the methods, approaches and materials used to produce nanocomposite electrodes for highly effective advanced chemical current sources was shown.

*Keywords:* lithium-ion batteries, supercapacitors, nanostructures, distributed power energy.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Распределенная энергетика, собственная генерация и аккумулирование электроэнергии являются перспективными направлениями развития современной электроэнергетики. Следует заметить, что все более востребованными для централизованной и автономной энергетике становятся надежные, долговечные и безопасные химические источники тока (ХИТ) [1-6]. Разработка нового поколения электроэнергетического оборудования на базе современных ХИТ с повышенными показателями эффективности и надежности, позволит создать устройства, широко востребованные в прорывных областях современной науки и техники. Среди электрохимических источников энергии наиболее перспективными считаются литий-ионные аккумуляторы и суперконденсаторы.

В настоящее время в мире ведутся интенсивные исследования и разработки нового поколения эффективных источников энергии с высокой энергетической емкостью и временем жизни. В этом отношении, электрохимические конденсаторы двойного электрического слоя [7], также

известные как суперконденсаторы, имеют очень большой потенциал для применений в качестве источников бесперебойного питания, а также в различных гибридных системах. Для достижения высокой емкости таких конденсаторов должны применяться материалы с большой эффективной поверхностью и малым расстоянием Гельмгольца для двойного электрического слоя.

Большой потенциал для применения в электроэнергетике имеют и литий-ионные аккумуляторные батареи [8-10], которые характеризуются более высокими рабочими напряжениями и большей удельной энергетической емкостью по сравнению с традиционными аккумуляторами. Схематически электрохимическая литиевая ячейка состоит из двух электродов, анода и катода, разделенных электролитом. Электролит позволяет ионам лития диффундировать между анодом и катодом. Работа литий-ионных аккумуляторов основана на обратимых циклах заряда и разряда, при которых ионы лития переходят с катода на анод и обратно, создавая разность потенциалов между электродами (рис. 1).

Большинство рабочих характеристик литий-ионных аккумуляторов определяется физическими и электрохимическими свойствами материалов, используемых в качестве электродов и электролита. Так, рабочее напряжение литий-ионного аккумулятора определяется разностью электродных потенциалов катодного и анодного материалов. Количество ионов лития, которые могут быть обратимо выведены из структуры электродного материала единичной массы, определяет емкость литий-ионного аккумулятора. Циклируемость или количество циклов заряда/разряда литий-ионного аккумулятора зависит от устойчивости электродных материалов к действию химически-активного электролита, а также от устойчивости их структуры к процессам интеркаляции и деинтеркаляции ионов лития.

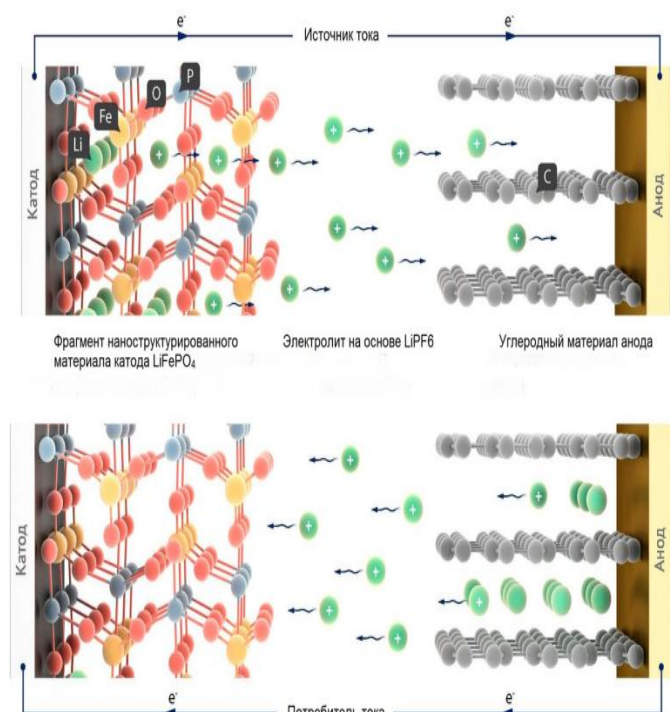


Рис. 1. Принцип работы литий-ионного аккумулятора [11]

В этой связи основным направлением развития литий-ионных аккумуляторов является поиск новых электродных материалов и электролитов, позволяющих улучшить вышеперечисленные характеристики. Традиционно в качестве анода литий-ионных батарей используется графит. В последнее же время, в мире широко исследуются возможности использования углеродных нанотрубок в качестве таких анодов [12]. Это связано с тем, что высокая эффективная поверхность и химическая стойкость углеродных нанотрубок определяют важнейшие параметры, необходимые для сред, в которых будет храниться литий. В данной работе представлены результаты исследований конических углеродных нанотрубок (кУНТ) как материалов для анодов литий-ионных аккумуляторов. Выбор данного материала был обусловлен тем, что конические углеродные нанотрубки, стенки которых состоят из коротких сегментов, образованных единичными коническими графитовыми плоскостями с открытыми концами, представляют собой идеальные контейнеры для интеркаляции лития.

## II. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

При исследовании новых электродных материалов и создании опытного образца литий-ионного аккумулятора в качестве высокоэнергоемких контейнеров лития были использованы конические углеродные нанотрубки. Электронно-микроскопические исследования морфологии и структуры углеродных нанотрубок проводились на просвечивающем электронном микроскопе Tesla BS-500 (ускоряющее напряжение 90 кВ), позволяющем получить 100-тысячекратное увеличение. Интеркаляция лития в конические углеродные нанотрубки проводилась электрохимическим методом с использованием в качестве электролита соединения  $\text{LiClO}_4$ . Рентгеноструктурные исследования исходных и литированных образцов кУНТ проводились на дифрактометре ДРОН-7 в обычной геометрии Брегга-Брентано ( $\theta - 2\theta$ ) с излучением  $\text{CuK}\alpha$  (с бета-фильтром, режим трубки 40 кВ/20 мА). Обработка спектра проводилась с использованием программы MAUD (Materials Analysis Using Diffraction) v.2.33 [13].

## III. РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

На рис. 2 представлены электронно-микроскопическое и схематическое изображения конической углеродной нанотрубки. Углеродные нанотрубки имеют в длину несколько микрон, внешний диаметр 40 – 50 нанометров и размер внутренних каналов от 9 до 20 нанометров. Межплоскостное расстояние в таких конических трубках совпадает с межплоскостным расстоянием, характерным для графитовых плоскостей и составляет 0,34 нанометра. Данный тип нанотрубок состоит из объединенных конических сегментов с открытыми концами.

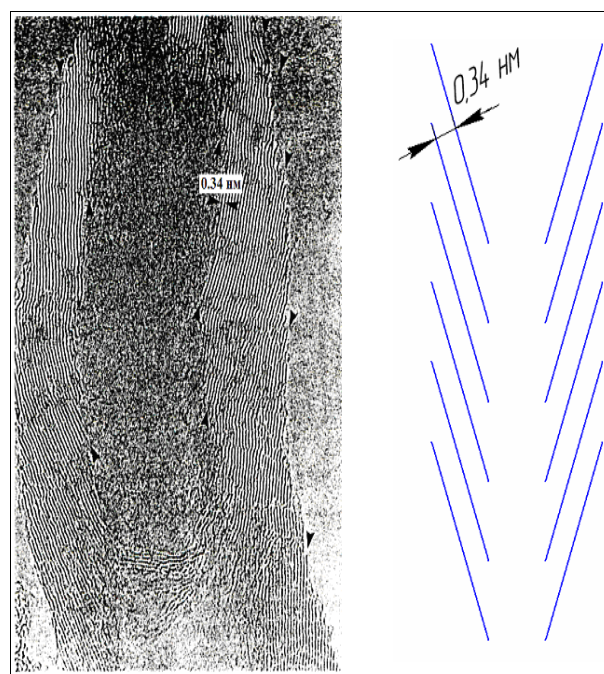


Рис. 2. Электронно-микроскопическое и схематическое изображение конической углеродной нанотрубки

Интеркаляция лития в конические углеродные нанотрубки проводилась электрохимическим методом с использованием в качестве электролита соединения  $\text{LiClO}_4$ . Несомненно, важной составляющей в проблеме интеркаляции лития в различные среды является обратимость процесса, т.е. деинтеркаляция лития из среды, что соответ-

венно определяется характером связи лития с молекулярной структурой аккумулирующего материала. На рис. 3 представлены кривые заряжения/разряжения ионов лития на опытных образцах электродов. Установлено, что кривая заряжения/разряжения (интеркаляция/деинтеркаляция ионов лития) на конических углеродных нанотрубках обратима, и данные опытные образцы могут быть использованы в качестве анода в литий ионных аккумуляторах.

На рис. 4 и 5 представлены рентгенограммы исходного и литированного образцов кУНТ. Было установлено, что литирование приводит к изменению профиля дифракционного пика ( $2\theta = 26^\circ$ ), соответствующего межплоскостному расстоянию в УНТ. Для описания профиля данного пика его аппроксимирующая кривая раскладывалась на несколько компонент.

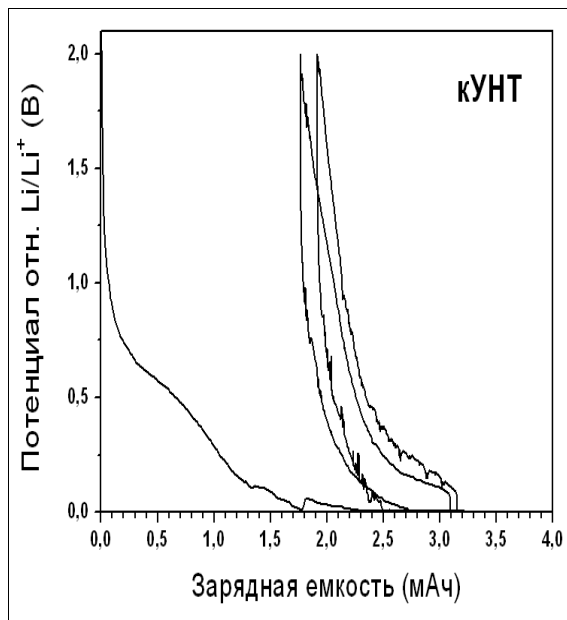


Рис. 3. Кривая заряжения/разряжения образца конических УНТ

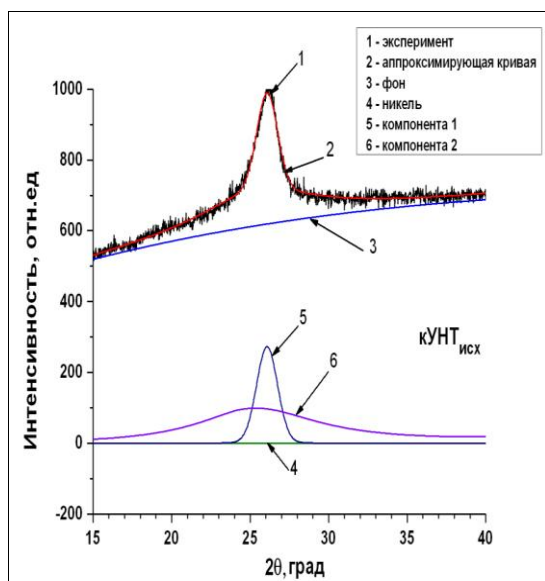


Рис. 4. Рентгенограмма исходного образца конических УНТ (кУНТ<sub>исх</sub>). В нижней части рисунков приведены спектры компонент экспериментальных линий за вычетом сигнала фона.

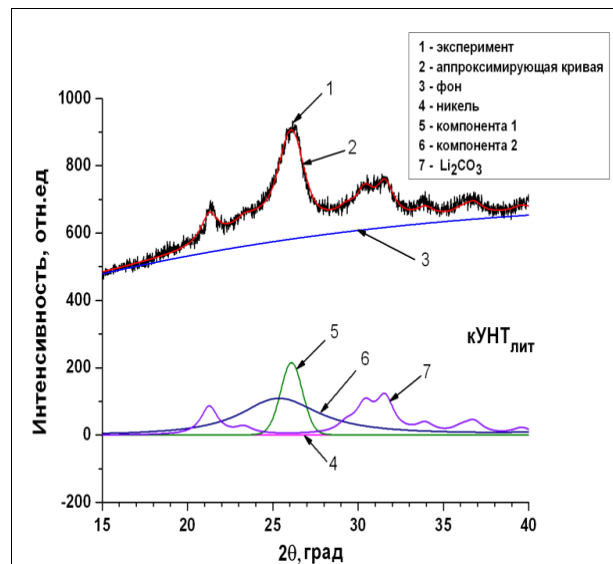


Рис. 5. Рентгенограмма литированного образца конических УНТ (кУНТ<sub>лит</sub>). В нижней части рисунков приведены спектры компонент экспериментальных линий за вычетом сигнала фона.

Было установлено, что двух компонент вполне достаточно для тщательного описания профиля, а увеличение числа компонент не ведёт к повышению точности подгонки. Проведённый анализ показал, что в литированных образцах меняется соотношение интенсивностей компонент дифракционного пика, а также их положение друг относительно друга. Это связано со структурными изменениями (увеличение межплоскостного расстояния), происходящими при литировании конических УНТ, образованных единичными графитовыми слоями. Аналогичные результаты были получены нами ранее, когда мы исследовали интеркаляцию водорода в конические углеродные нанотрубки [14].

Таким образом, в данной работе были получены опытные образцы анодного электрода на основе никелевых пластин и углеродных нанотрубок. Установлено что данные опытные образцы обладают обратимостью по отношению к процессу заряда/разряда и могут быть использованы в качестве электродов в литий-ионных аккумуляторах и суперконденсаторах. Показана эффективность используемых методов, подходов и материалов для получения нанокompозитных электродов при разработке высокоэффективных современных химических источников тока.

### Список литературы

- [1] Gogotsi P. S. Y. Materials for electrochemical capacitors // Nature Materials. - 2008. - V. 7 (11). - P. 845.
- [2] Kovalyuk Z.D., Yrtsenyuk S.P., Mintyanskii I.V., Savitskii P.I. Activated carbon based supercapacitors // Functional Materials. - 2002. - V.9 (3). - P.550.
- [3] Larmini J., Dicks A. Fuel cell systems explained. Second edition. John Willey & Sons, Ltd. - 2003. 406 p.
- [4] Leung D.Y.C., Yang H., Yan J. Novel studies on hydrogen, fuel cell and battery energy systems // Int. J. Energy Research. - 2011. - V. 35(1). - P.1.
- [5] Khantimerov S.M., Kukovitsky E.F., Sainov N.A., Suleimanov N.M. Fuel Cell Electrodes Based on Carbon Nanotube/Metallic Nanoparticles Hybrids Formed on Porous Stainless Steel Pellets

- // International Journal of Chemical Engineering. - 2013. - V. 2013 - Article ID 157098.
- [6] Armand M. and Tarascon J.-M. Building better batteries // Nature. - 2008. - V.451. - P.652-657.
- [7] Fracowiak E. Carbon materials for supercapacitor application // Phys. Chem. Chem. Phys. - 2007. - V.9. - P. 1774.
- [8] Ellis, B.L. Positive electrode materials for Li-ion and Li-batteries / B.L. Ellis, K.T. Lee, L.F. Nazar // Chemistry of Materials. - 2010. - V. 22. - P. 691-714.
- [9] Antisite defects and valence state of vanadium in  $\text{Na}_3\text{V}_2(\text{PO}_4)_3$ . // Physics of the Solid State. - 2016. - V. 58(3). - P.475-480.
- [10] Chan C.K., Peng H., Liu G., McIlwrath K., Zhang X.F., Huggins R.A., Cui Y. High-performance lithium battery anodes using silicon nanowires // Nature Nanotechnology. - 2008. - V.3. - P.31 – 35.
- [11] <http://www.liotech.ru/principles>.
- [12] G. Maurin, Ch. Bousquet et. al. Electrochemical intercalation of lithium into multiwall carbon nanotubes // Chemical Physics Letters V.312, P. 14-18, 1999.
- [13] Rietveld texture analysis from diffraction images / L. Lutterotti, M. Bortolotti, G. Ischia, et al. // Z. Kristallogr. - 2007. - Vol. 26. - P. 125-130.
- [14] Khantimerov S.M., Shustov V.A., Kurbatova N.V., Kukovitsky E.F., Matukhin V.L., Sakhratov Y.A., Suleimanov N.M. Effect of electrochemical treatment on structural properties of conical carbon nanotubes // Applied Physics A. - 2013. - V. 113 (3). - P. 597 - 602.

# Алгоритм расчета экономической эффективности строительства распределенной генерации

Д.О. Герасимов, Е.В. Уколова

Иркутский национальный исследовательский технический университет  
Иркутск, Россия  
gerasimovdo@mail.ru, ukolovaekaterina@yandex.ru

Российский потенциал использования распределенной генерации гораздо больше, чем у любой другой страны. Более половины территории России не электрифицировано вообще, и здесь распределенная генерация как нельзя кстати. Внедрение новых объектов генерации требует экономического обоснования и расчета. На данный момент нет четкой методики расчета эффективности. в данной статье предполагается рассмотреть предложенный алгоритм.

Рассмотрены категории генерирующих мощностей. Преимущества повышения энергоэффективности за счет внедрения распределенной генерации. Разработан алгоритм расчета экономической целесообразности внедрения объектов распределенной генерации. Расчет при помощи алгоритма разницы денежных потоков и нахождение суммы ее дисконтированных по годам величин дает ответ на вопрос об экономической целесообразности для этого предприятия строительства запланированной электростанции. Предложенный алгоритм будет являться оптимальным для расчета экономических последствий внедрения распределенной генерации.

*Ключевые слова: распределенная генерация, экономический эффект, генерирующие объекты.*

## Algorithm for calculating the economic efficiency of construction of distributed generation

Dmitry Gerasimov, Ekaterina Ukolova  
Irkutsk national research technical university  
Irkutsk, Russia  
gerasimovdo@mail.ru, ukolovaekaterina@yandex.ru

The Russian potential of use of the distributed generation it is much bigger, than at any other country. More than a half of the territory of Russia isn't electrified in general, and the generation here distributed as is impossible by the way. Introduction of new objects of generation demands an economic justification and calculation. At the moment there is no accurate method of calculation of efficiency. in this article it is supposed to consider the offered algorithm.

Categories of the generating capacities are considered. Advantages of increase of energy efficiency due to introduction of the distributed generation. The algorithm of calculation of economic feasibility of introduction of objects of the distributed generation is developed. The Calculation using the algorithm of the difference of the cash flows and find the sum of its discounted by year values gives the answer to the question about economic feasibility of this enterprise for the construction of planned power plants. The offered algorithm will be optimum for calculation of economic consequences of introduction of the distributed generation.

*Keywords: distributed generation, economic benefits, generating capacity.*

В настоящее время в России ввод новых генерирующих мощностей отстает от роста электропотребления, кроме того, проблема усугубляется старением существующих генерирующих мощностей. В условиях рыночной неопределенности развития электроэнергетической отрасли одним из наиболее популярных решений повышения надежности электроснабжения потребителей является размещение установок распределенной генерации вблизи центров нагрузок. В этом случае снижаются риски дефицита мощности и потери электроснабжения от питающей подстанции основной сети, повышается надежность энергоснабжения, улучшаются показатели качества электриче-

ской энергии, снижаются потери мощности и электроэнергии. В России климатические и географические особенности порождают более высокую, чем в других странах, потребность в электроэнергии и тепле. Огромные расстояния в совокупности низкой плотностью населения делают централизованное энерго- и теплоснабжение очень дорогим. А доступность энергоресурсов, дополненная прочими достоинствами распределенной генерации, делают ее весьма привлекательной. На сегодняшний день в России можно выделить три категории генерирующих мощностей, которые подпадают под широкое определение распределенной генерации [1, 2, 4]:

1. Блок-станции, источник электрической (иногда тепловой) энергии, расположенный на территории или в непосредственной близости от промышленного предприятия и принадлежащий владельцам этого предприятия на правах собственности или ином законном основании, например, праве аренды. Блок-станции, как правило, выгодны их владельцам, поскольку могут функционировать за счет побочных продуктов основного производства (попутный или доменный газ и т.п.).

2. Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ). ТЭЦ и централизованное теплоснабжение населенных пунктов были гордостью советской энергетики. И действительно, комбинированное производство электроэнергии и тепла повышает коэффициент использования топлива (КИТ) в среднем на 30%. На фоне этого эффекта существенные затраты и неудобства при сооружении и эксплуатации теплосетей становятся приемлемыми. Это одна из причин, по которым когенерация широко пропагандируется и поощряется сейчас на Западе.

3. Объекты малой и средней генерации, в числе которых газотурбинные и газопоршневые станции, а также пока еще малочисленные в России электростанции на возобновляемых источниках электроэнергии (ВИЭ).

При этом распространение малой и средней генерации во владении конечных потребителей в мире в последнее время идет весьма активно. За счет доступности технических устройств возможность распространения распределенной генерации увеличивается в разы и становится доступной не только за рубежом, но и в России [4 – 6].

Таким образом, распределенной генерацией можно считать генерирующие объекты (независимо от способа производства электроэнергии) мощностью от 1МВт до 50 МВт, расположенные в непосредственной близости от потребителя с возможностью системы накопления электроэнергии.

Основными преимуществами повышения энергоэффективности за счет внедрения распределенной генерации являются [7, 8]:

1. Снимается необходимость реконструкции и строительства новой сетевой инфраструктуры.
2. Источники напряжения находятся в непосредственной близости от нагрузки, что увеличивает надежность энергоснабжения, снижает риск потери устойчивости.
3. Снижаются потери в сетях и перетоки реактивной мощности.
4. Финансовые риски, связанные с объектами малой и средней генерации, намного ниже, чем для объектов с большой установленной мощностью.
5. Снижается уязвимость от террористических атак, т. к. защита распределенной генерации от такого рода диверсий интегрирована с охраной самого промышленного предприятия.
6. Предсказуемость затрат на энергоснабжение.
7. Повышение надежности энергоснабжения для владельца собственного источника электроэнергии.
8. Возможность расширения производства на предприятии.

Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии — это наиболее эффективный способ экономии топлива как в жилищно-коммунальном хозяйстве, так и в промышленности [1]. Но в настоящее время в комбинированном режиме энергия производится практически только на паротурбинных теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) в крупных городах. Значительная часть централизованного производства тепловой энергии (48,9 %) вырабатывается в котельных, которые не только не производят электроэнергию, но и являются ее крупными потребителями в сфере ЖКХ. Доля тепла, производимая без выработки электроэнергии, составляет 63,4% (с учетом децентрализованного теплоснабжения от непромышленных изолированных котельных мощностью менее 20 Гкал/ч и тепла, получаемого на индивидуальных теплогенераторах).

Препятствиями для развития распределенной генерации, прежде всего, является недостаточная правовая база и экономический расчет эффекта от внедрения распределенной генерации [9, 10, 11].

Прецеденты продажи электроэнергии, полученной на объектах малой распределенной энергетики, в сеть пока единичны. В России практически невозможно осуществить продажу в сеть электроэнергии с работающего генератора на базе альтернативного источника, и именно это является главным тормозом развития малой распределенной генерации. Кроме того, в РФ работает несколько десятков компаний, реализующих оборудование для генерации энергии, полученной альтернативными способами. Однако рынок сбыта такой продукции еще довольно узок. Это, как правило, частные лица, приобретающие оборудование для установки в своих загородных домах, и коммерческие предприятия, заинтересованные в повышении зеленого статуса своих зданий. Наибольшим спросом у потребителей пользуются тепловые насосы и солнечные батареи.

Более подробно остановимся на экономическом расчете. На данном этапе нет четких алгоритмов экономического расчета применения распределенной генерации. Сделав анализ литературы, предлагаем разработанный алгоритм, представленный на рис. 1.

Исходными данными будут являться:

1. потребляемая мощность;
2. потребляемая электроэнергия;
3. минимальная необходимая мощность аварийного питания;
4. регулируемый тариф на услуги по передаче электрической энергии в регионе;
5. ставка на оплату технологического расхода потерь;
6. инфраструктурные платежи; сбытовая надбавка гарантирующего поставщика;
7. средневзвешенная одноставочная цена оптового рынка электроэнергии;
8. удельный расход электроэнергии;
9. стоимость оборудования и строительства электростанции;
10. процент по займу;



11. долгосрочный темп роста цен на электроэнергию и мощность;
12. коэффициент дисконтирования.

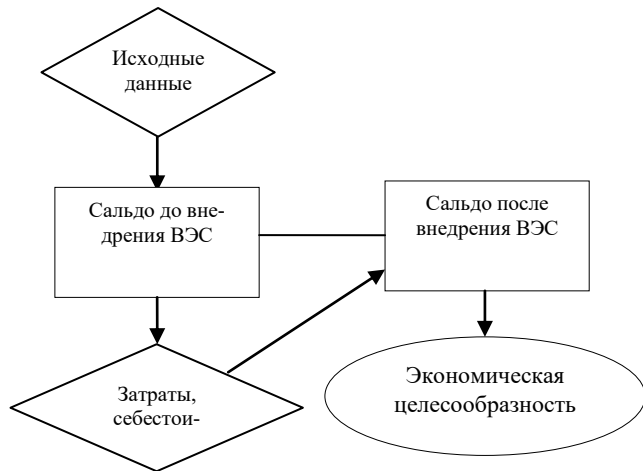


Рис. 1. Алгоритм расчета экономической целесообразности

Расчет экономической выгоды от строительства электростанции ведется по величине разницы между чистым дисконтированным доходом (NPV) при наличии электростанции и без нее [8]. В расчете учитываются только статьи доходов и затрат, имеющие непосредственное отношение к рассматриваемому вопросу, а именно доход от продажи и затраты на электроснабжение.

При отсутствии электростанции доходы предприятия  $V_1$  представляют собой выручку от продажи, необходимой для работы.

1. Выручка,  $V_1$ :

$$V_1 = \Pi * Ц, \quad (1)$$

где  $\Pi$  – потребление электростанции;  $Ц$  – продажная цена.

Затраты – это плата за энергоснабжение, которая состоит из платы за электроэнергию и мощность, включающую в себя оплату потерь, сбытовую надбавку и инфраструктурные платежи  $\mathcal{E}_1$ , а также плату за содержание электрических сетей  $C_1$ .

2. Сальдо денежных потоков предприятия,  $D_1$ :

$$D_1 = V_1 - \mathcal{E}_1 - C_1. \quad (2)$$

3. Себестоимость. Следующим шагом является расчет себестоимости внедрения нового оборудования.

В затраты, связанные с электростанцией, войдут следующие компоненты [2]:

- Возврат вложенного капитала и возврат на капитал с учетом амортизации оборудования и налога на прибыль, которые вместе носят название «разрешенных платежей за мощность»  $M$ .
- Величина капитальных затрат.
- Условно-постоянные затраты (УПЗ) владельца электростанции.
- Затраты на производство электроэнергии  $\mathcal{E}_2$ .

Сопоставление затрат предприятия на приобретение электроэнергии (без строительства электростанции) и затрат на выработку электроэнергии после ввода электростанции в эксплуатацию схематично приведено на рис. 2.

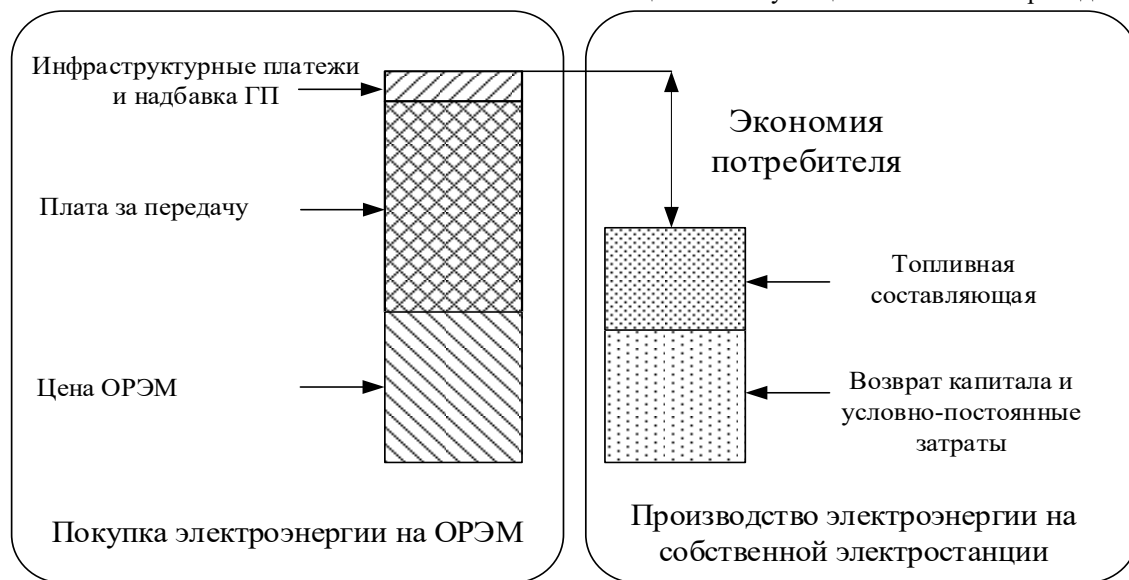


Рис. 2. Затраты на электроэнергию: покупка на рынке и доставка потребителю и собственное производство

4. Сальдо после внедрения электростанции.

При наличии электростанции сальдо денежных потоков для предприятия (с учетом сниженной платы за содержание электрических сетей  $C_2$ ) будет равно:

$$D_2 = V_2 - (M + \text{УПЗ} + \mathcal{E}_2 + C_2). \quad (3)$$

5. Разница между денежными потоками предприятия при отсутствии электростанции и при ее наличии равна:

$$D_2 - D_1. \quad (4)$$

Расчет этой разницы и нахождение суммы ее дисконтированных по годам величин дает ответ на вопрос об экономической целесообразности для этого предприятия строительства запланированной электростанции.

В таком расчете одним из основных факторов является прогноз цен на топливо. Проблема неизбежных ошибок такого прогноза нивелируется ввиду того, что в первом приближении рыночные цены на электроэнергию будут зависеть от цен на топливо в той же степени, что и стои-

мость производства электроэнергии на собственной электростанции. Дополнительным аспектом расчета, доказывающего целесообразность инвестиций в собственную распределенную генерацию, является вопрос выбора наиболее оптимального оборудования, что будет диктоваться в первую очередь планируемыми режимами его работы. Для энергосистемы в целом эффект более долгосрочный. Таким образом, предложенный алгоритм будет являться оптимальным для расчета экономических последствий внедрения распределенной генерации.

Становление мощной самостоятельной подотрасли малой энергетики является основой перехода энергетического сектора России на путь модернизации, инновационного развития. И, во-вторых, необходимо совершенствование законодательства, нормативной правовой базы в целях развития распределенной генерации.

Решение вышеперечисленных проблем обеспечит:

- устойчивое развитие экономики Российской Федерации;
- возможности роста объема валового регионального продукта за счет энергетического фактора;
- увеличение доходов бюджетов всех уровней;
- надежность снабжения хозяйствующих субъектов и жителей Российской Федерации электрической и тепловой энергией;
- возможность технологического присоединения к электрическим сетям новых потребителей;
- повышение эффективности функционирования и обеспечение устойчивого развития электроэнергетики на базе современных технологий;
- сохранение целостности и развитие электроэнергетической системы;
- снижение вредного воздействия на окружающую среду;
- сокращение потерь при транспортировке электрической и тепловой энергии;
- снижение уровня износа основных фондов в электро-теплоэнергетике.

Уход многих потребителей от исключительно централизованного энергоснабжения - общемировая тенденция. Причин для этого достаточно много. К ним следует добавить и некоторые философские аспекты, в первую очередь потерю доверия к государству в целом и к энергокомпаниям в частности. Сюда также относится и повышенная настроенность по отношению к экологическим послед-

ствиям эксплуатации больших энергосистем и желание обособиться от них, по возможности за счет источников «чистой» энергии.

Противостоять этой тенденции бессмысленно. Разумнее принять ее к сведению и попытаться найти оптимальное соотношение между централизованным производством электрической и тепловой энергии и локальными их источниками, скорее всего средними и малыми. Энергосистема будущего должна будет сочетать крупные электростанции, без которых проблематично электроснабжение крупных потребителей и обеспечение роста электропотребления, и распределенную генерацию.

### Список литературы

- [1] Воропай Н.И. Малая энергетика в рыночной среде: анализ требований и условий развития // ТЭК, 2003, № 2, с. 97-98.
- [2] Климовец О.В. Экономико-технологические преимущества использования распределенной генерации // Вопросы экономики и права, 2015, №10,
- [3] Распределенные энергетические системы: концепция, технологии, воплощение. www.bpcenergy.ru, 2014.
- [4] Isolated power system in Russia: a chance for renewable energies? / Lombardi P., Sokolnikova T., Suslov K., Voropai N., Styczynsky Z.A. // Renewable Energy. 2016. T. 90. C. 532-541.
- [5] Suslov K. Development of isolated systems in Russia // IEEE Grenoble Conference PowerTech, POWERTECH 2013.
- [6] Солонина Н.Н., Суслов К.В., Смирнов А.С. Повышение надежности функционирования автономных систем электроснабжения // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2012. № 10 (69). С. 240-245.
- [7] Ньюшлосс Дж., Ряпин И.Ю. Тенденции развития распределенной генерации // Энергоснабжение, 2012, №7.
- [8] Suslov K. Isolated power systems: problems and solution // Res electricae Magdeburgenses. 2013. T. 52. C. 37-41.
- [9] Управление издержками на энергопредприятии / Конюхов В.Ю., Суслов К.В., Федчишин В.В., Чемезов А.В., Кычкина Е.А., Яхина Е.Р., Шамарова Н.А., Зимица Т.И.- Иркутск, 2015.
- [10] Техничко-экономические аспекты применения возобновляемых источников энергии: монография / Суслов К.В., Конюхов В.Ю., Зимица Т.И., Шамарова Н.А. - Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2014.
- [11] Суслов К.В., Терехович В.А. Потенциал развития microgrid и распределенной генерации в России и мире // Техничко-экономические проблемы развития регионов. Материалы научно-практической конференции с международным участием. - Иркутск, 2014. С. 144-147.
- [12] Suslov K.V. A microgrid concept for isolated territories of Russia // IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe 2012

# Исследование нечетких признаков неисправности роторного оборудования СГ

Д.А. Гнетова, В.И. Полищук

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»  
Самара, Россия  
gnetova-aees-2015@yandex.ru

Цель этой статьи состоит в том, чтобы идентифицировать межвитковые короткие замыкания и диагностировать признаки эксцентриситета ротора синхронного генератора с помощью нечеткой (фаззи) логики. Мониторинг синхронных генераторов электростанций важен для оптимизации режимов их работы. Такой мониторинг необходим при долгосрочной эксплуатации оборудования, поскольку старение изоляции может быть причиной неисправностей, таких как повреждение обмотки (межвитковое короткое замыкание) или механические неисправности (эксцентриситет ротора). При анализе использовались методы фаззи-логики и теория моделирования электрических машин. Разработана система диагностики технического состояния роторного оборудования на базе нечеткой логики, способная разделить диагностические признаки эксцентриситета и виткового замыкания обмотки ротора синхронного генератора. Нечеткая логика применительно к определению технического состояния роторного оборудования синхронного генератора позволяет селективно с высокой чувствительностью определять такие виды повреждений, как эксцентриситет и витковое замыкание.

*Ключевые слова: нечеткая логика, эксцентриситет, ротор, синхронный генератор, витковое замыкание.*

## The research of fuzzy features of the SG rotor equipment defect

D.A. Gnetova, V.I. Polishchuk

Samara State Technical University  
Samara, Russian Federation  
gnetova-aees-2015@yandex.ru

The goal of this paper is to identify rotor inter-turn short-circuits and to diagnose signs of eccentricity of synchronous generator rotor with the help of fuzzy logic. Monitoring power plants synchronous generators is important to ensure an optimal electrical operating. This monitoring is even more crucial when the equipment was operating for years. Indeed, the machine aging can induce fault occurring such as winding fault (as turn to turn failures) or mechanical failures (as rotor eccentricities). Through the analysis methods of a fuzzy logic and the modeling theory of electrical machines were used. The diagnostics system of the rotor equipment technical condition on the basis of fuzzy logic, capable to divide the diagnostic signs of eccentricity and turn to turn short circuit of synchronous generator rotor windings is developed. The fuzzy logic in relation to the definition of rotor equipment technical condition of the synchronous generator allows to selectively defining such types of damages as eccentricity and turn to turn short circuit with high sensitivity.

*Keywords: fuzzy logic, eccentricity, rotor, synchronous generator, inter-turn short-circuit.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

**Состояние вопроса:** В энергетике повреждение роторного оборудования синхронного генератора (СГ) является одним из часто встречающихся видов отказа работы СГ. В то же время на сегодняшний день практически отсутствует релейная защита от виткового замыкания (ВЗ) в обмотке ротора СГ, а диагностируется такой дефект, как правило, только на остановленной машине или при проведении предпусковых испытаний (по характеристике холостого хода). Обнаружение ВЗ на ранней стадии развития в эксплуатационных режимах работы позволило бы не только оптимизировать режим работы СГ, но и продлить срок эксплуатации оборудования. Однако техническая диагностика данного вида повреждения не используется, поскольку межвитковое короткое замыкание – это труднодиагностируемый дефект, а известные методы диагностики хоть и обладают неплохой чувствительностью, но

при этом заключение о наличии дефекта выполняет высококвалифицированный специалист. По мнению авторов, получить автоматизированную систему технической диагностики ВЗ в роторе СГ, способную селективно выделять диагностическую информацию о возникновении дефекта, возможно при помощи использования алгоритма нечетких выводов из совокупности чувствительных к данному виду повреждения методов на основе косвенных признаков. Цель данной работы заключается в разработке интеллектуального метода выделения селективной диагностической информации о витковом замыкании на основе математического аппарата нечеткой (fuzzy) логики.

**Постановка задачи:** Используя данные чувствительных к витковому замыканию методов и математический аппарат (fuzzy) логики, настроить алгоритм нечеткого вывода для выявления дефекта межвиткового короткого замыкания в обмотке ротора. Для этого в качестве инфор-

мативных косвенных признаков ВЗ в роторе СГ, по мнению авторов, необходимо использовать величину отклонения регулировочной характеристики и уровень вибрации оборотной частоты.

## II. МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ИССЛЕДОВАНИЯ

Использование нечеткой логики при решении задачи селективного выявления дефекта основывается на взаимосвязи между дефектом и диагностическими признаками, выделяемыми из множества наблюдаемых параметров. При этом надо учесть, что каждая из составных частей включает в себя элемент недостоверности («нечеткости»), а также то, что вследствие особенностей получения первичной информации (помехи, ошибки измерения и т.д.) и заключение не может быть абсолютным («четким») [1].

Различные отклонения параметров и дефекты, возникающие в объекте диагностики, могут одновременно влиять на выделяемый диагностический признак. При этом влияние дефекта на каждый из диагностических признаков может варьироваться от очень сильного до полного отсутствия какого-либо влияния. Для определения степени этого влияния в системе диагностики используются лингвистические значения истинности, представленные табл. 1.

Для того чтобы использовать лингвистические значения истинности, необходимо задать лингвистические переменные. Лингвистическая переменная (англ. – linguistic variable) – это переменная, которая принимает значения в виде слов и словосочетаний естественного языка точно так же, как алгебраическая переменная принимает численные значения. Отдельное значение лингвистической переменной именуется лингвистическим термом. Терм – это функция принадлежности некоторого множества, определенное на указанном промежутке [2]. Каждый терм лингвистической переменной может рассматриваться как некоторое нечеткое подмножество, определенное по базовой переменной. Так, например, для описания наличия вибрации –  $X_f$  «Вибрация», для описания уровня отклонения регулировочной характеристики СГ –  $X_p$  «Отклонение регулировочной характеристики», для описания наличия межвитковых замыканий –  $Y_{\mu}$  «Витковое замыкание». Допустим, что эти переменные могут принимать значения согласно табл. 1.

Таблица I. Лингвистические значения

Символическое обозначение	Англоязычная нотация	Русскоязычная нотация
NB	Negative Big	Отрицательное большое (наличие устойчивых диагностических признаков значительного развития дефекта)
NM	Negative Middle	Отрицательное среднее (наличие устойчивых диагностических признаков дефекта)
NS	Negative Small	Отрицательное малое (наличие диагностических признаков аварии на начальной стадии развития)
PS	Positive Small	Положительное малое (отклонение диагностических признаков на уровне допустимого)
PB	Positive Big	Положительное большое (все параметры на уровне нормативных)

Работа интеллектуальной системы диагностики технического состояния ротора СГ на основе нечеткой логики условно разбивается на два этапа (рис. 1) [2]:

1) фаззификация – преобразование входных абсолютных значений в лингвистические;

2) логическое заключение с использованием предварительно составленной базы знаний.

Входные термы формирует эксперт на базе своих знаний и чувствительности к дефекту диагностических признаков.

Экспериментально была доказана чувствительность метода выделения диагностического признака виткового замыкания в обмотке ротора СГ, основанного на анализе отклонения регулировочной характеристики в 2,75...3 % витков [3, 6]. Исходя из этого, были определены следующие ключевые значения для терм «Отклонение регулировочной характеристики» (рис. 2).

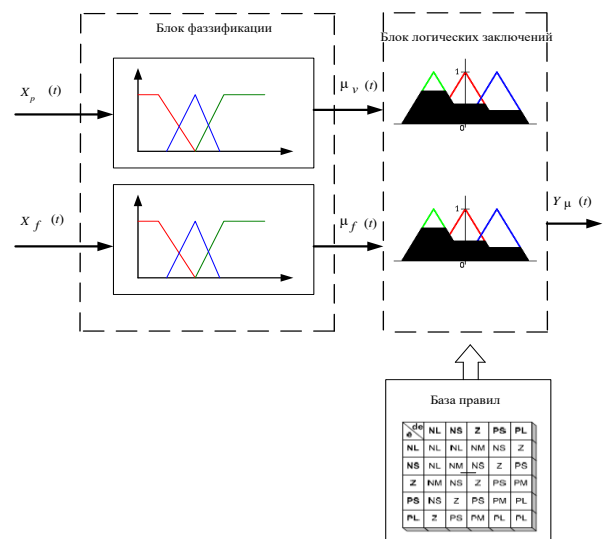


Рис. 1. Экспертная система диагностики ВЗ обмотки ротора СМ на основе нечеткой логики

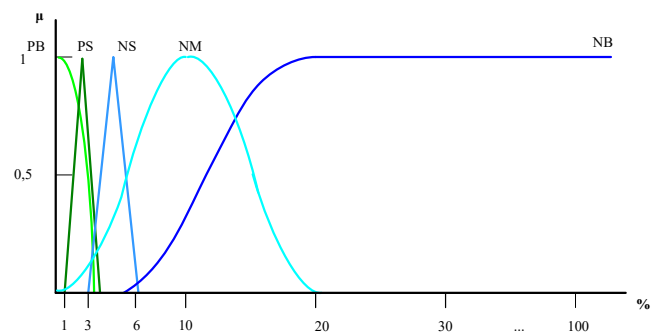


Рис. 2. Входные термы «Отклонение регулировочной характеристики»

При определении терм «Вибрация» исходим из того, что данный признак является подтверждающим и не имеет четких граничных значений. Для вибрации существует нормативное значение, отклонение в сторону увеличения или уменьшения необходимо воспринимать как появление изменений в машине, источниками которых может служить в том числе и дефект в обмотке ротора. Исходя из этого, были определены термы для «Вибрации» (рис. 3).

Таблица II. БАЗА ПРАВИЛ

№	Откл. рег. хар-ки	Вибрация	В. замыкание
1	PB	PB	PB
2	PS	PB	PS
3	NS	PB	PS
4	NM	PB	PS
5	NB	PB	PS
6	PB	NS	PB
7	PS	NS	PS
8	NS	NS	NS
9	NM	NS	NM
10	NB	NS	NB
11	PS	NB	PS
12	NS	NB	NS
13	NM	NB	NM
14	NB	NB	NB
15	PB	NB	PS

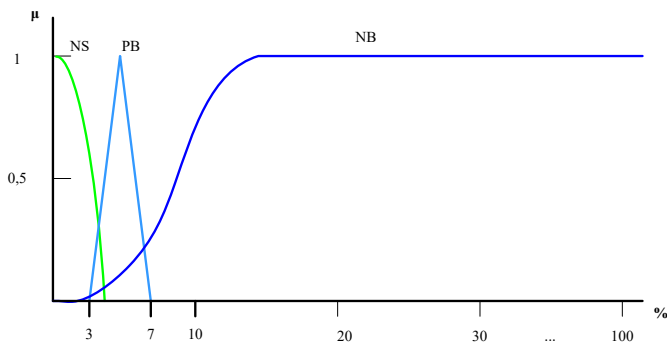


Рис. 3. Входные термы «Вибрация»

Для выходных переменных также необходимо сформировать термы. Термы для выходной переменной «Витковое замыкание», исходя из пяти лингвистических значений состояния дефекта – табл. 1, задаем следующие (рис. 4).

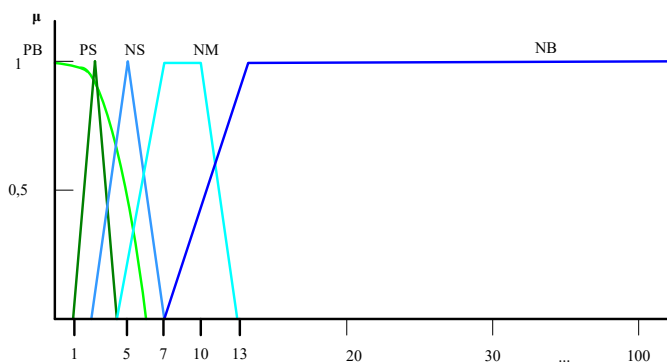


Рис. 4. Выходные термы «Витковое замыкание»

Взаимосвязь между диагностическими признаками и дефектами формируется на основе базы правил. Получение нечеткого вывода производится по определенному алгоритму. Основой для проведения операции нечеткого логического вывода является база правил, содержащая нечеткие высказывания в форме «ЕСЛИ» – «ТО» и функции принадлежности для лингвистических термов.

Для выявления дефекта «витковое замыкание» была сформирована база правил табл. 2 [4, 5].

Кроме того, базу правил можно представить в форме структурированного текста:

**ПРАВИЛО\_1:** ЕСЛИ "Отклонение регулировочной характеристики = PB" И "Вибрация = PB", ТО "Витковое замыкание = PB" (F1);

**ПРАВИЛО\_2:** ЕСЛИ "Отклонение регулировочной характеристики = PS" И "Вибрация = PB", ТО "Витковое замыкание = PS" (F2);

...

**ПРАВИЛО\_15:** ЕСЛИ "Отклонение регулировочной характеристики = PB" И "Вибрация = NB", ТО "Витковое замыкание = PS" (F15).

П. 1: ЕСЛИ  $X_p$  PB И  $X_f$  PB, ТО Y ЕСТЬ PB (F1);

П. 2: ЕСЛИ  $X_p$  PS И  $X_f$  PB, ТО Y ЕСТЬ PS (F2);

...

П. 3: ЕСЛИ  $X_p$  PB И  $X_f$  NB, ТО Y ЕСТЬ PS (F15),

где  $F_i$  – экспертная оценка достоверности существующего правила. Данный коэффициент определяет значимость правила или уверенность в степени истинности заключения, получаемого из  $i$ -го нечеткого правила.

Правила с 1 по 15 имеют составное заключение. Поскольку логическая связка представлена оператором «И», то функция принадлежности высказывания в заключении есть  $\mu' = \min\{\mu(x_p), \mu(x_f)\}$ .

Затем все нечеткие множества, назначенные для каждого терма каждой выходной лингвистической переменной, объединяются вместе, и формируется единственное нечеткое множество – значение для каждой выводимой лингвистической переменной [7, 8].

### III. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ПРОВЕРКА

Для проверки работоспособности метода выявления ВЗ в обмотке ротора СГ была разработана экспериментальная установка (рис. 5). Сигналы были оцифрованы при помощи платы ввода/вывода NI 6024E и обработаны в программном комплексе LabView [4, 5].

В обмотке возбуждения генератора ГАБ-4-Т/230 была создана отпайка 4 % витков, при замыкании которых система диагностики выдала результат в виде нечеткого заключения NS (отрицательное малое, наличие диагностических признаков аварии на начальной стадии развития – см. табл. 1), что говорит о наличии устойчивого признака ВЗ. При 50 % эксцентриситете наблюдалось увеличение вибрации, но система не выдала заключения о наличии ВЗ, что означает логически правильную работу системы.

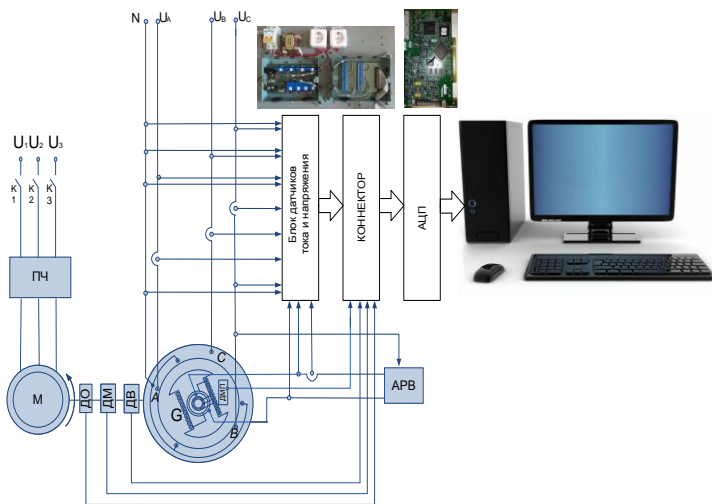


Рис. 5. Выходные термы «Витковое замыкание»

#### IV. ВЫВОД

В данной работе была разработана система диагностики технического состояния роторного оборудования на базе нечеткой логики, которая способна селективно разделить диагностические признаки эксцентриситета и виткового замыкания обмотки ротора синхронного генератора.

#### Список литературы

- [1] Рутковский, Лешек. Методы и технологии искусственного интеллекта / Л. Рутковский; пер. с польск. – М.: Горячая линия-Телеком, 2010. – 520 с.
- [2] Нечеткие множества и теория возможностей. Последние достижения / Под ред. Р.П. Ягера. – М.: Радио и связь, 1986. – 408 с.
- [3] Розум Т.И., Полищук В.И. Метод выявления витковых замыканий в обмотке возбуждения синхронного генератора // Фундаментальные исследования. – 2013. – № 8 (часть 5). – С. 1061–1065.
- [4] Леоненков А.В. Нечеткое моделирование в среде MATLAB и fuzzyTECH / А.В. Леоненков. – СПб.: БХВ-Петербург, 2005. – 719 с.
- [5] Штовба С.Д. Проектирование нечетких систем средствами MATLAB. – М.: Горячая линия-Телеком, 2007. – 288 с.
- [6] Проблемы и перспективы использования искусственных нейронных сетей в энергетике. Ч. I. Моделирование / Г.К. Вороновский, К.В. Махотило, С.А. Сергеев // Проблемы общей энергетики. – 2006. – № 14. – С. 50–61.
- [7] Zadeh L.A. Fuzzy sets // Information and Control. – 1965. – Vol. 8(3). – Pp. 338–353.
- [8] Zadeh L.A. Fuzzy algorithms // Information and Control. – 1968. – Vol. 12(2). – Pp. 94–102.
- [9] Лебедев Н.Н. Специальные функции и их приложения: учеб. пособие / Н.Н. Лебедев. – 3-е изд., стер. – СПб.: Лань, 2010. – 359 с.

# Воздействие электромагнитных полей на технические и биологические объекты в мегаполисах

В.Г. Гольдштейн, Г.А. Матвеев, В.Д. Можяев, И.А. Суровешкин  
ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»  
Самара, Россия  
vitaliimozhaev@gmail.com

При проектировании электрических сетей в мегаполисах (МП), возникает вопрос биологической безопасности и электромагнитной совместимости бытовых потребителей. В настоящее время актуальным является обеспечение защиты человека от воздействия электромагнитных полей промышленной частоты, так как они приводят к нарушениям физиологических функций живых организмов. Раньше данная опасность определялась чаще всего кратковременным приближением человека к электроустановкам (ЭУ) с большими токами, а теперь новое поколение мощных ЭУ находится рядом с ним практически постоянно и в непосредственной близости. Произведены компьютерные эксперименты по определению напряженностей магнитного поля промышленной частоты в жилой квартире при размещении источников поля промышленной частоты в смежных помещениях. Полученные результаты показывают, что большая часть жилого помещения находится в зоне превышенного допустимого значения в 0,2 мкТл. Проблемы, связанные с магнитным полем промышленной частоты, должны рассматриваться не только для технических объектов, ЭУ и устройств с точки зрения безопасности обслуживающего дежурного и ремонтного персонала, но и для самой многочисленной категории, то есть населения МП.

*Ключевые слова:* электромагнитная совместимость, мегаполис, электромагнитное поле промышленной частоты, силовой трансформатор, экологические проблемы, электромагнитное загрязнение.

## Impact of electromagnetic fields on technical and biological objects in megapolises

V.G. Goldstein, G.A. Matveev, V.D. Mozhaev, I.A. Syroveshkin  
Samara State Technical University  
Samara, Russian Federation  
vitaliimozhaev@gmail.com

During the design of electric networks in megapolises (MP) there is a question of biological safety and electromagnetic compatibility of household consumers. Now ensuring protection of the person against influence of industrial frequency electromagnetic fields as they lead to violations of live organisms physiological functions is actual. Earlier this danger most often decided by short-term person approach to electroinstallations (EI) with large currents, and now the new generation of powerful EI is almost constantly near. Made a computer experiments on the power frequency magnetic field in a residential apartment when placing the power frequency field sources in adjacent rooms. The results show that most of the premises located in the zone exceeded the value of 0,2 mTl. The problems connected with a magnetic field of industrial frequency have to be considered not only for technical objects, EI and devices from the point of view of safety of the serving on operating personnel but also for the most numerous categories, which is for MP population.

*Keywords:* electromagnetic compability, megapolis, electromagnetic field commercial frequency, supply transformer, ecological problem, electromagnetic pollution.

### I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в электроэнергетике существуют две актуальные проблемы. Первая связана с разнообразными электромагнитными воздействиями на электроустановки (ЭУ), вторая же наоборот, обусловлена воздействиями ЭУ на окружающую среду. То есть при сохранении условий нормального существования ЭУ и окружающей среды или же их отсутствия можно говорить об их электромагнитной совместимости (ЭМС).

Увеличение численности населения, приводит к появлению городов мегаполисов (МП), в которых с каждым годом возрастает количество ЭУ новейшего поколения, а так же увеличивается потребление электроэнергии, тем самым воздействие ЭМС различных ЭУ зачастую создает

пагубное влияние, для технических и для биологических объектов [1].

Поэтому при проектировании и эксплуатации электрических сетей (ЭССЭ) МП необходимо обеспечение ЭМС на основе комплекса специальных средств и мероприятий, в основном определяемых директивными материалами.

Они распространяются на любые промышленные, коммунальные, бытовые и лабораторные ЭУ, в том числе и на объекты обеспечения жизнедеятельности [2] и фактически нормируют воздействия электромагнитного воздействия (ЭМВ) на технические и биологические объекты и способность противостоять им на основе оценки количества электромагнитной энергии, поглощаемой этими объектами при нахождении в электромагнитном поле (ЭМП).

Процессы в ЭМП, как едином физическом, материальном явлении возбуждают высоко и низкочастотные, импульсные и другие источники. Однако можно считать, что в ЭССЭ МП на промышленной частоте (ПЧ) действуют электрическое (ЭППЧ) и магнитное поле (МППЧ). ЭППЧ возникает при наличии напряжения на токоведущих частях ЭУ, а МППЧ при прохождении по ним тока.

Воздействия ЭМП многочисленных ЭУ на технические и биологические объекты и, прежде всего, население приводят к нарушениям физиологических функций организма [3]. Среди них:

- устойчивое снижение работоспособности;
- ослабление иммунологических реакций;
- повышение возбудимости центральной нервной системы вследствие рефлекторного действия ЭППЧ;
- тормозной эффект, являющийся результатом прямого воздействия поля на структуры головного, промежуточного и спинного мозга;
- отрицательное воздействие на мышцы и костный аппарат организма за счёт появления токов ионной проводимости и переменной поляризации диэлектриков тела [4];
- перегрев тканей, особенно вредный для слаборазвитой сосудистой системы органов с недостаточным кровообращением;
- отрицательные изменения в составе крови и затруднение движения крови в кровеносных сосудах, вызывающее синюшность рук у персонала, работающего на линиях под напряжением и вблизи сильноточного оборудования;
- помутнение хрусталиков глаз и потеря зрения;
- нарушения гормональных и обменных процессов;
- головные боли, быстрая утомляемость, ухудшение самочувствия [6];
- нестабильность пульса (аритмия);
- динамические нарушения координации;
- нервно-психические расстройства.

В наибольшей степени подвержен влиянию электромагнитных полей ремонтный персонал подвергающийся воздействию самых жестких электромагнитных полей, находясь, на земле у опоры, на опоре, и непосредственно на проводах.

Максимальные значения ЭППЧ и МППЧ, соответственно, 2000 ÷ 2500 кВ/м, 1000 А/м и более достигаются тем, кто работает на проводе и опоре.

## II. ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ БЫТОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ МП ЗДАНИЙ

Проблемы ЭМС в бытовом потреблении МП, создают ЭУ, обеспечивающие электропитание квартир, офисов, магазинов и д.р. На данный момент – это элементы внутренних сетей: кабельные линии общего пользования, распределительные щиты, в том числе питающие двигатели лифтов, вентиляции [1, 5].

При этом в общей картине электромагнитного поля должны учитываться ЭУ не только расположенные в данном помещении, но и соседних, смежных пространственно со всех сторон. Речь идет только о магнитной напряженности, поскольку для бытовых сетей 0,4 кВ электрическую составляющую можно не рассматривать, так как напряженность электромагнитного поля промышленной частоты практически всегда меньше допустимого уровня в 500 В/м, который регламентируется санитарно - гигиеническими нормами.

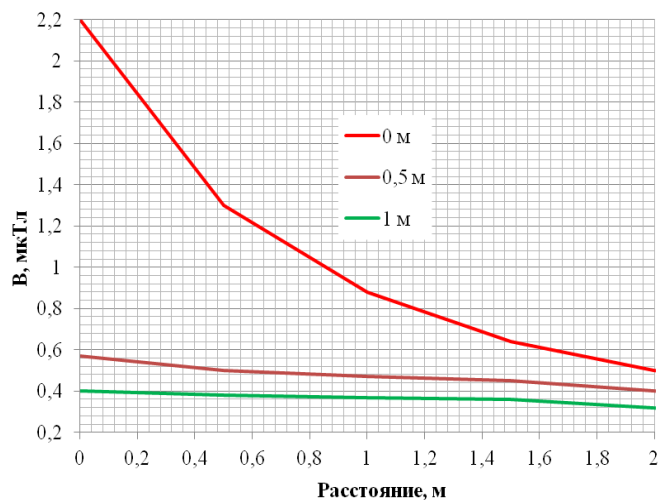


Рис. 1. Общий силовой кабель подъезда.

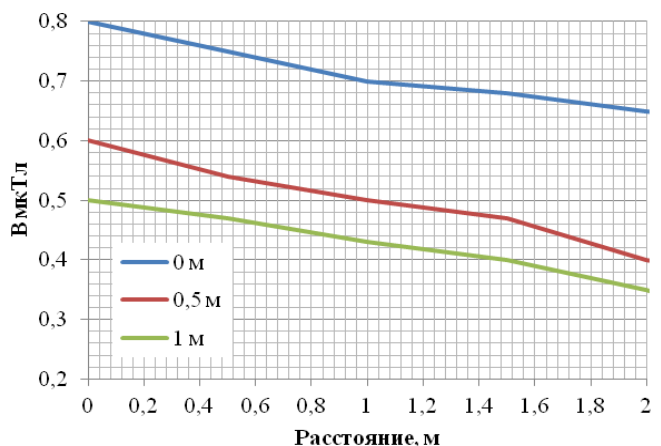


Рис. 2. КЛ, проходящая в подъезде по внешней стене комнаты.

На рис. 1 и 2 представлены результаты компьютерных экспериментов по определению напряженностей МППЧ в жилой квартире при размещении источников поля (общий силовой кабель подъезда и КЛ, проходящая в подъезде по внешней стене комнаты) за стеной в смежных помещениях [7, 8] в виде графиков зависимостей напряженностей магнитного поля от расстояния по одной из сторон комнаты, соответственно, на удалении 0, 0,5 и 1 м от другой.

Приведенные результаты показывают, что большая часть жилого помещения находится в зоне превышения допустимого значения 0,2 мкТл. Поэтому необходим анализ и реализация мероприятий по ограничению электромагнитного загрязнения как существующего, так и вновь строящегося жилого фонда. При этом нужно учитывать следующие факторы:



- увеличение рабочих токов и магнитных напряженностей;
- тщательное обоснование внутридомовых трасс питания кабельных линий и применение защитных экранов;
- необходимы проверки с учетом положения ЭМС в части защиты от высоких значений напряженностей МППЧ.

Необходимо категорически отказаться от четырехпроводного исполнения внутридомовых сетей, в котором нулевой провод и три фазных имеют равные сечения. Многочисленные аварии, связанные с пожарами от перегрева нулевого провода и особенно его изношенных контактов и скруток. Реконструировать внутридомовую сеть путем увеличения сечений, перехода от алюминиевых проводников на медные.

### III. ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В ГОРОДСКИХ УСЛОВИЯХ

Воздушные линии (ВЛ) электропередачи высоких классов напряжения в городских условиях под нагрузкой и даже на холостом ходу оказывают неблагоприятное воздействие на окружающее население и особенно обслуживающий персонал вследствие воздействия магнитного и электрического поля.

На основании жалоб электротехнического персонала и населения, проживающего вблизи линий электропередачи высокого, сверхвысокого и ультравысокого классов напряжения установлено, что длительное систематическое нахождение человека в электрическом поле с высокой напряженностью ( $E > 5$  кВ/м) и выше отрицательно сказывается на его самочувствии [9]. Поэтому в ряде мест на подстанциях и ВЛ в городских условиях, где возможно повышенное значение  $E$ , рекомендуется устанавливать стандартные экранирующие устройства в виде козырьков, навесов или перегородок из заземленных металлических сеток.

Немало важным аспектом рассматриваемых влияний ВЛ на людей являются акустические помехи высокой интенсивности [10], которые также неблагоприятно сказываются на физическом состоянии, самочувствии и работоспособности.

В точках неоднородности (заусеницы, загрязнения, и особенно капли дождя) напряженность оказывается повышенной, и в результате возникает местная корона. Наиболее сильные помехи наблюдаются при морозящем дожде, когда вибрирующими элементами оказываются капли дождя у поверхности провода, поэтому ВЛ 110-220 кВ при дожде «шуршат» и «шипят», ВЛ 330 ÷ 500 кВ «гудят», а ВЛ 750 кВ «ревут» [9].

Как отмечалось, большие акустические помехи могут возникать также вблизи мощных трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов. При этом вибрируют стальные листы магнитопроводов и медные провода обмоток, особенно, если частота собственных колебаний их элементов близка к 100 Гц.

Во избежание негативных влияний вибраций на здоровье людей рекомендуется:

- ограничить длительность нахождения людей в зоне сильных вибраций, например, около силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов;
- работать в зонах интенсивных вибраций в активонах, в значительной степени ослабляющих помехи от вибраций;
- уменьшить интенсивность короны путем применения расщепленных проводов линий 330 кВ и выше.

Далее отметим также положения и мероприятия, связанные с защитой от негативного влияния подземных и подводных электропередач.

Одновременно и улучшить тепловой режим работы КЛ, и повысить экономичность её эксплуатации можно размыканием пути для протекания токов в экранах или электромагнитной их компенсацией на участке строительной длины с помощью транспозиции экранов фаз.

При одностороннем размыкании экранов и при их транспозиции в местах разрыва экрана следует устанавливать ограничители перенапряжений (ОПН). Расчеты показывают, что в этих случаях можно использовать защитные аппараты с весьма малой емкостью.

Остановимся на проблемах биологической и пожарной безопасности силовых трансформаторов на существующих подстанциях.

Существующие подстанции МП являются причиной и источником не только электромагнитных помех, но и разнообразных экологических, биологических и других нарушений условий жизни населения в МП.

Повреждения силовых трансформаторов случаются относительно редко. Во многих энергосистемах повреждаемость составляет доли процента в год. На порядок реже случаи, когда повреждения сопровождаются пожаром. Тем не менее экологический ущерб, возникающий в этих случаях, крайне нежелателен. Иногда источником пожара являются высоковольтные вводы, имеющие пропитанную маслом изоляцию.

В случае тяжелого повреждения, когда происходит электрический пробой изоляции линейного отвода на землю в мощном трансформаторе, защитные устройства иногда не способны ни отключить трансформатор от сети за достаточно короткий промежуток времени, ни снизить давление в баке. В этом случае возможен разрыв бака, что приведет к разливу большого количества масла.

### IV. ВЫВОДЫ

1. Проблему электромагнитного загрязнения в МП определяют разнообразные электромагнитные воздействия на ЭУ и в обратном направлении – от ЭУ на окружающую среду, многочисленные технические, биологические объекты, население и персонал ЭССЭ. Воздействия электромагнитных полей особенно опасны на биологические объекты и, прежде всего, население, так как они приводят к нарушениям физиологических функций живых организмов.

2. Максимальные значения ЭППЧ и МППЧ в зонах работы персонала достигают, соответственно, 2000÷2500 кВ/м, 1000 А/м и более. Вблизи токоведущих частей большого числа разнообразных ЭУ и устройств напряженность МППЧ может достигать 400 ÷ 500 А/м, что требует специальной защиты в виде экранирования и других специальных мероприятий.

3. В России действуют в значительной мере устаревшие санитарные и гигиенические нормативы на пребывание в населенной местности вне зоны жилой застройки вблизи ЭУ напряжением выше 1 кВ.

4. Для бытовых сетей напряжением 0,4 кВ напряженность ЭППЧ практически всегда меньше допустимого для этих условий уровня 500 В/м, который регламентируется санитарно-гигиеническими нормами.

5. Проблемы, связанные с МППЧ, должны рассматриваться не только для технических объектов, ЭУ и устройств с точки зрения безопасности обслуживающего дежурного и ремонтного персонала, но и для населения МП.

6. Вывод о незначительном биологическом воздействии МППЧ в условиях современных МП несостоятелен, так как, если *ранее опасность МППЧ* настоящее время, а в домах старой постройки положения ЭМС в части защиты от высоких значений напряженностей МППЧ не учитывались.

7. Необходима реконструкция внутридомовых электрических сетей, увеличение сечений, переход от алюминиевых проводников к медным и т.д.

8. Имеет место несоответствие между принятыми на федеральном и местных уровнях запретами на новые ВЛ и ОРУ ВН и реальным отсутствием их технико-экономической, финансовой и организационно-административной поддержки.

9. Определялась чаще всего кратковременным приближением человека к ЭУ с большими токами, то теперь новое поколение мощных ЭУ находится рядом с ним практически постоянно и в непосредственной близости.

## Список литературы

- [1] Гольдштейн В.Г., Халилов Ф.Х., Кокин С.Е., Кузнецов Д.В., Смоловик С.В. Современные проблемы электроснабжения мегаполисов. – Москва: Энергоатомиздат, 2015. – 300 с.
- [2] СанПИН 2.2.4.1191-03 Электромагнитные поля в производственных условиях, приборы и системы управления, контроль. – Диагностика. – 2003. – №7. – с. 58 – 66.
- [3] Влияние СВЧ-излучений на организм человека и животных / Под ред. И.Р. Петрова. Л.: Медицина, 1970.
- [4] Baraton R., Cahout J., Hutzler B. Three dimensional computation of the electric fields induced in human body by magnetic fields. 8-ISH, Jokohama, 1993.
- [5] Гольдштейн В.Г., Салтыков В.М., Степанов В.П. Основные положения электромагнитной совместимости электроустановок. Методическое пособие. СамГТУ. Самара: 2007. – 48 с.
- [6] Холодов Ю.А., Шишло М.А. Электромагнитные поля в нейрофизиологии. М.: Наука, 1979.
- [7] Салтыков В.М., Салтыков А.В., Сайдова Н.В. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике (Источники электромагнитных полей и их влияние). : Учеб. пособие по курсу «Электромагнитная совместимость в электроэнергетике». Самар. гос. техн. ун-т: Самара, 2007.
- [8] Безменова Н.В., Салтыков В.М. Электромагнитные поля промышленной частоты в электрических сетях и распределительных установках. – М.: Машиностроение, 2011. – 206 с.
- [9] Костенко М.В., Михайлов Ю.А., Халилов Ф.Х. Электромагнитная совместимость. Ч.II. С.-Петербург.: Изд. СПбГУ, 2004. 67 с.
- [10] Костенко М.В., Михайлов Ю.А., Халилов Ф.Х. Электроэнергетика. Электромагнитная совместимость. Ч. 1. Уч. пос. С.-Петербург.: Изд. СПбГТУ, 1997. 104 с.

# Комплексная система контроля гололедно-ветровых нагрузок на воздушных линиях электропередачи

Г.А. Громова<sup>1</sup>, А.Ю. Елизарьев<sup>2</sup>, В.Е. Громов<sup>3</sup>

<sup>1</sup> ОАО «Башкирская электросетевая компания» (БЭСК)

<sup>2</sup> ООО «Башкирские распределительные электрические сети» (Башкирэнерго)

<sup>3</sup> ФГБОУ ВО «Уфимский государственный авиационный технический университет»

Уфа, Россия

<sup>1</sup>sharafieva.guzel@mail.ru, <sup>2</sup>elizar-1@yandex.ru, <sup>3</sup>thesimplepost@gmail.com

Значительная часть территории России в той или иной мере подвержена влиянию гололеда на работу энергосистем. Важным аспектом предотвращения аварий является наличие достоверной информации о гололедных отложениях на проводах ЛЭП. Прогрессирующая статистика гололедных отключений указывает на недостаточность применяемых методов своевременного обнаружения гололеда.

В данной статье предлагается комплексная система контроля гололедно-ветровых нагрузок, которая заключается в использовании системы контроля гололедных нагрузок посредством весовых датчиков совместно с локационной системой мониторинга. Методом исследования являлись методы наблюдения, материалом – существующие разработки и документации.

Предложена комплексная система контроля гололедообразования на воздушных линиях электропередачи. Предложенный комплексный метод отличается тем, что в нем для исключения такого недостатка системы контроля посредством весовых датчиков, как ограниченность в части зоны мониторинга, и для исключения погрешностей измерения локационного метода рекомендуется совместное использование локационных и весовых систем контроля гололедной нагрузки, которые дополняют друг друга. В рамках организации комплексной системы контроля гололедообразования предложен подход к организации опроса СКГН по сигналу о начале гололедообразования, полученного от локационного зондирования, что позволяет существенно снизить энергопотребление СКГН.

*Ключевые слова:* гололедно-ветровая нагрузка, мониторинг гололедообразования, система контроля гололедно-ветровых нагрузок, комплексный метод мониторинга гололедообразования, локационная система мониторинга.

## Complex monitoring system of ice and wind loads on overhead power transmission lines

G.A. Gromova<sup>1</sup>, A.Y. Elizariev<sup>2</sup>, V.E. Gromov<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Bashkir Power Grid Company, <sup>2</sup> Bashkirenergo, <sup>3</sup> Ufa State Aviation Technical University (UGATU)

Ufa, Russian Federation

<sup>1</sup>sharafieva.guzel@mail.ru, <sup>2</sup>elizar-1@yandex.ru, <sup>3</sup>thesimplepost@gmail.com

The considerable part of the territory of Russia is to various extents exposed to the influence of ice on power supply systems operation. Reliable data coverage of ice deposits on overhead transmission lines is the key aspect of blackouts prevention. The growing tendency of ice shutdowns indicates insufficiency of the applied methods of timely ice detection.

This article presents the complex monitoring system of ice-wind loads which suggests the use of control system of ice loads by means of weight sensors and location monitoring system. Analysis and modelling methods represent the core research approach; existing inventions and documentation were used at the material for the research.

The complex monitoring system of ice and wind loads on overhead lines is put forward. Due to the suggested complex method, it is recommended to use both location and weight systems of ice loads control that complement each other. This method eliminates the drawbacks of the control system by means of weight sensors including errors in measurement and restriction in the part of the monitoring coverage. Establishment of the complex system of ice loads control suggests the approach to the system polling by the signal of ice forming received from the location probe that considerably reduces energy consumption of the system.

*Keywords:* ice-wind situation, icing in overhead power transmission lines, icing remote monitoring, icing control system, icing control complex method.

## I. ВВЕДЕНИЕ

Мягкие климатические условия во время зимы являются причиной обильного гололедообразования на линиях электропередачи Республики Башкортостан, что подтверждают как многолетняя статистика аварийных отключений ВЛ, так и карта районирования территории Республики Башкортостан по толщине стенки гололеда и карта районирования территории Республики Башкортостан по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов (рис. 1).

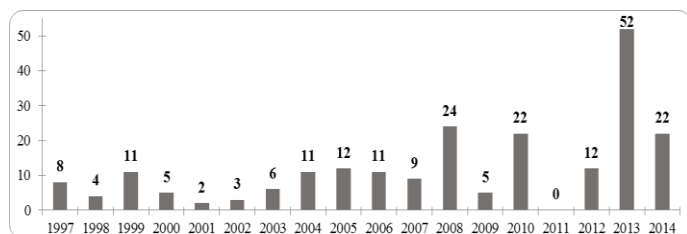


Рис. 1. Динамика аварийных отключений ВЛ 35-110 кВ ООО «Башкирэнерго» по причине гололедно-ветровых воздействий

Статистика показывает, что средняя продолжительность гололедного сезона на территории Республики составляет 133 дня [1]. Поэтому контроль гололедообразования на сегодняшний день является актуальной задачей для ООО «Башкирэнерго».

Для эффективной борьбы с гололедом важны два фактора:

- раннее обнаружение начала гололедообразования;
- достоверная и надежная информация о динамике гололедообразования [2].

## II. СУЩЕСТВУЮЩИЕ СПОСОБЫ МОНИТОРИНГА ГОЛОЛЕДОБРАЗОВАНИЯ

Есть ряд способов для обнаружения отложений гололеда на проводах, но самое широкое применение на практике получили системы мониторинга гололеда с применением тензOMETрических весовых датчиков.

Метод контроля посредством весовых датчиков основан на принципе измерения тяжения провода с гололедом. Данный метод реализован в виде автоматизированной системы контроля гололедно-ветровых нагрузок (СКГН) на воздушных линиях. Вес гололедного отложения определяется с помощью тензOMETрических весовых датчиков. Измерительные посты устанавливаются точно в наиболее подверженных гололедно-изморозевым отложениям местах.

Основным достоинством таких устройств является простота конструкции и эксплуатации при достаточной точности определения гололедных отложений. Поэтому электросетевые предприятия активно внедряют СКГН, позволяющие в режиме реального времени контролировать вес уже образованных отложений на проводах.

Однако, учитывая тяжелые условия эксплуатации, надежность данных установок невысокая. Анализ неисправного состояния систем мониторинга за прошедший гололедный сезон, с 17.11.2015 г. по 17.02.2016 г., показал, что из 36 установленных в сетях ООО «Башкирэнер-

го» СКГН 25 устройств пребывали в неисправном состоянии (в среднем) в течение 22 % всего гололедного периода (отдельные устройства до 40-50 %). Наиболее слабым звеном являются: система заряда, датчики веса, контроллеры.

Также в последнее время в электрических сетях для обнаружения гололедообразования на уровне пилотных зон внедряется метод локационного зондирования воздушных линий электропередачи, разработанный и научно доказанный учеными ФГБОУ ВПО «Казанский государственный энергетический университет» под руководством профессора Р.Г. Минуллина.

Метод локационного зондирования заключается в подаче импульсного сигнала в контролируемую линию и определении времени, затраченного на его распространение вдоль провода в прямом и обратном направлениях после отражения от конца линии либо от высокочастотного (ВЧ) заградителя. Локационный метод позволяет определять появление гололедных образований на проводах ЛЭП путем сравнения времени распространения отраженных сигналов или их амплитуд при наличии и отсутствии гололедных образований [1].

Таблица I. Сравнительный анализ методов

Критерий	Метод весовых датчиков	Метод локационного зондирования
1. Зона контроля	Точечные весовые датчики позволяют контролировать вес гололедных отложений <b>только в одном пролете</b> , но при этом гололед не наблюдается на других пролетах, где он может вызвать аварию	Локационный метод позволяет обнаруживать гололедные отложения <b>по всей длине линии</b> , притом одновременно на нескольких ЛЭП, отходящих от одной подстанции [3]
2. Точность измерений	<b>Высокая точность</b> определения гололедных отложений	Измеряется усредненное по всей длине ЛЭП значение толщины стенки гололедообразования, что при неравномерном гололедообразовании будет давать <b>заниженные значения</b> толщины и массы гололедных отложений [3]
3. Необходимость внесения изменений в конструкцию ВЛ	Требуются	Требуются при отсутствии на ВЛ ВЧ заградителей

Учитывая преимущества и недостатки обоих рассмотренных методов (табл. 1), целесообразно применить на практике их комбинацию для повышения уровня контролируемости, наблюдаемости и прогнозируемости процесса гололедообразования на воздушных линиях электропередачи.

## III. КОМПЛЕКСНАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ГОЛОЛЕДНО-ВЕТРОВЫХ НАГРУЗОК НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Для увеличения надежности работы энергосистемы в условиях гололедообразования целесообразно применить комплексную систему мониторинга, сочетающую в себе

мониторинг посредством весовых датчиков и локационный мониторинг. При этом целесообразно реализовать следующий алгоритм мониторинга.

Мониторинг весовых датчиков необходим для определения веса гололеда в определённом пролёте. Информация с системы будет анализироваться, и по ней будет определяться режим плавки: схема плавки, ток плавки, время начала и окончания плавки. Пост по наблюдению за гололёдообразованием устанавливается на участке ВЛ, который наиболее подвержен гололёдообразованию. Система локационного мониторинга внедряется на ряд ВЛ с захватом определённой географической территории, ограниченной схемами плавки гололеда.

Графически описанный алгоритм может быть представлен в виде блок-схемы на рис. 2.



Рис. 2. Блок-схема алгоритма работы комплексной системы мониторинга

Принцип действия комплексной системы:

1. Информация от метеостанций районов анализируется и при условии срабатывания уставок по температуре, влажности, ветре даёт сигнал на начало опроса системы локационного мониторинга.
2. Сигнал о начале гололёдообразования и его географическом направлении передается от локационного мониторинга. Данный сигнал является начальной устав-

кой для начала опроса системы мониторинга с весовыми датчиками.

3. По весовым датчикам определяется режим плавки: схема плавки, ток плавки, время начала и окончания плавки. Сигнал от весового датчика направляется в ОИК «Диспетчер» и даёт диспетчеру указание на организацию плавки.

4. Результатом окончания плавки является информация об отсутствии гололеда от локационной системы.

Таким образом, описанный алгоритм повысит уровень контролируемости, наблюдаемости и прогнозируемости процесса гололёдообразования на воздушных линиях электропередачи.

#### IV. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ПРЕДЛОЖЕННОЙ КОМПЛЕКСНОЙ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ГОЛОЛЕДООБРАЗОВАНИЯ НА ВЛ 110 ООО «БАШКИРЭНЕРГО»

На географической карте представлен подход к расстановке локационных комплексов в сетях 110 кВ для получения полной наблюдаемости над ними в части гололёдообразования (рис. 3).

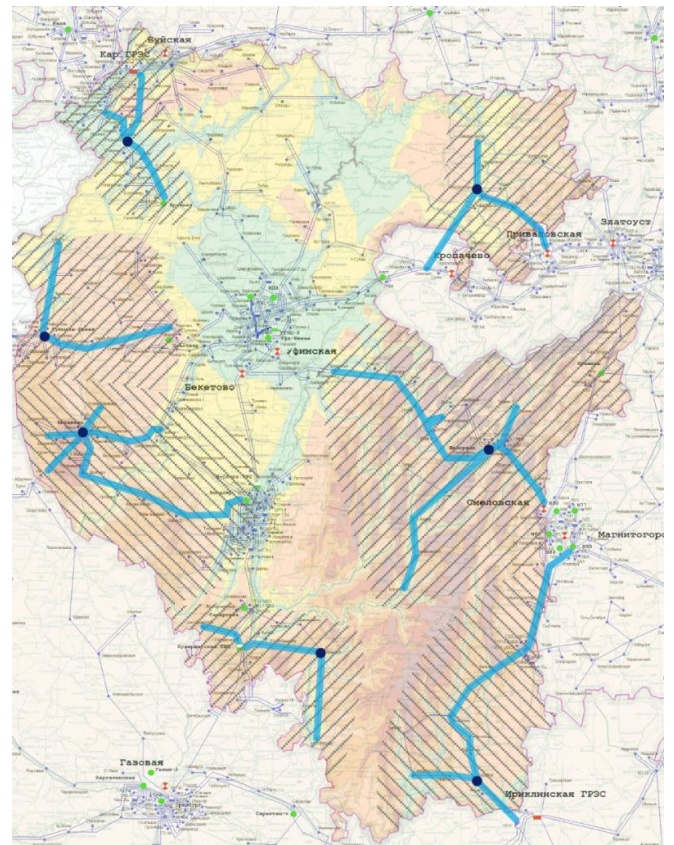


Рис. 3. Карта расстановки локационных комплексов в сетях 110 кВ для обеспечения наблюдаемости ВЛ в гололёдоопасных районах РБ

Установка на узловых подстанциях Редькино, Туймазы-Южная, Аксаково, Месягутово, Белорецк, Мраково, Бурибай локационных комплексов позволит обеспечить полную наблюдаемость и контролируемость за развитием гололедной волны в гололёдоопасных районах Республики. Эти области на карте заштрихованы.

Диспетчер по полученным от локационного мониторинга данным сможет определить направление движения гололедной волны.

## V. ОРГАНИЗАЦИЯ ОПРОСА СКГН В РАМКАХ КОМПЛЕКСНОЙ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА

Предложенная стратегия работы по мониторингу позволяет включать СКГН по сигналу о начале гололедообразования, полученному от локационного зондирования, то есть СКГН не будут в течение всего гололедного сезона опрашивать датчики и направлять данные диспетчеру, а будут срабатывать только «по востребованию». Схема организации обмена данными для реализации такой возможности представлена на рис. 4.

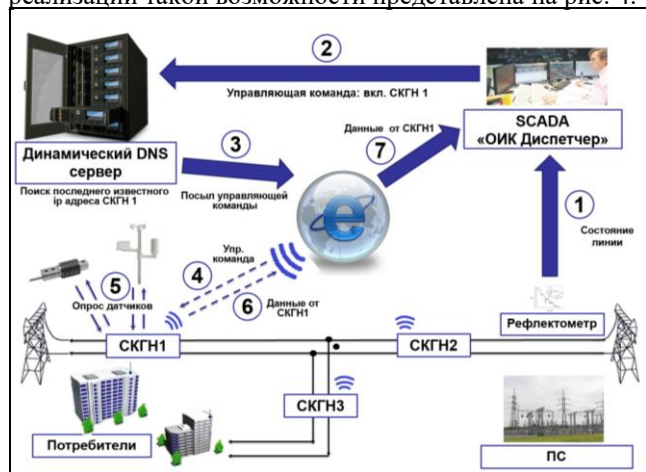


Рис. 4. Структурная схема обмена данными

Рассмотрим алгоритм работы системы поэтапно:

1. Устройство локационного зондирования посылает в линию импульсы с время-частотной модуляцией, принимает отраженные импульсы с время-частотной модуляцией. Пересылает данные в СКАДА «ОИК Диспетчер».

2. На своем рабочем месте оператор видит расчетные данные, полученные от зонда на линии. Отправка команды на включение СКГН возможна в ручном и автоматическом (при превышении допустимой расчетной массы отложений, полученной от зонда) режимах.

3. Динамический сервер DNS записей осуществляет пересылку управляющей команды на включение СКГН по последнему известному её IP-адресу. Необходимость использования динамического сервера DNS обусловлена динамическим формированием таблицы DHCP-адресов сотовыми операторами (как правило).

4. Управляющая команда поступает на приемопередающий модем СКГН, который, в свою очередь, посылает данные на RX пин микроконтроллера, управляющего питанием (КУП). По умолчанию КУП находится в режиме глубокого сна. В этом режиме останавливается тактовый генератор и отключается вся периферия за исключением обработчика внешних прерываний, который при приходе прерывания возвращает микроконтроллер к нормальной работе. Потребление энергии при этом составляет порядка 1 мА (АТМега8а). Основной микроконтроллер (ОМК) управления СКГН (опрос датчиков, формирование пакетов данных для пересылки на GSM-модем), датчики веса, метеодатчики обесточены, что поз-

воляет существенно экономить заряд аккумуляторной батареи. КУП просыпается от внешнего прерывания и замыкает контакты реле цепи питания ОМК.

5. После инициализации ОМК начинает опрос датчиков и формирует пакет данных для последующей пересылки.

6-7. GSM-модем пересылает данные на центральный пульт оператора. После этого ОМК СКГН продолжает работу по сбору данных с заданным интервалом ожидания.

СКГН продолжает работу до получения команды остановки от центрального пульта диспетчера или до обнуления счетчика количества итераций (опционально). В этом случае ОМК передает сигнал о готовности к отключению питания на КУП, который, в свою очередь, размыкает контакторы реле питания ОМК, затем КУП переходит в режим глубокого сна.

Преимуществом данного подхода является существенное снижение энергопотребления за счет отключения ОМК и его платы обвязки, тензо- и метеодатчиков, перевода GSM-модема в режим ожидания (табл. 2).

Таблица II. ПОКАЗАТЕЛИ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ОСНОВНЫМИ КОМПЛЕКТУЮЩИМИ СКГН

Наименование	Номинальный режим работы, мА	Режим энергосбережения, мА
GSM-модем	230	11
Микроконтроллер	5	0,001
Тензодатчик	200	– (обесточивается)
Метеодатчики	480	– (обесточивается)

Приведенные выше данные являются усредненными величинами.

В связи с энергосберегающим режимом срок автономной работы СКГН значительно увеличивается.

Таким образом, предложенный подход к организации опроса СКГН позволит:

- сэкономить на стоимости СКГН за счет менее емких батарей;
- сэкономить за счет энергосберегающего режима работы;
- продлить срок полезной службы СКГН.

## VI. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Предложена комплексная система контроля гололедообразования на воздушных линиях электропередачи. Предложенный комплексный метод отличается тем, что в нем для исключения такого недостатка системы контроля посредством весовых датчиков, как ограниченность в части зоны мониторинга, и для исключения погрешностей измерения локационного метода рекомендуется совместное использование локационных и весовых систем контроля гололедной нагрузки, которые дополняют друг друга.

2. Предложена карта расстановки локационных комплексов в сетях 110 кВ для обеспечения наблюдаемости ВЛ в гололедоопасных районах РБ.

3. В рамках организации комплексной системы контроля гололедообразования предложен подход к организации опроса СКГН по сигналу о начале гололедообразования, полученному от локационного зондирования, что позволяет существенно снизить энергопотребление СКГН.

#### **Список литературы**

[1] Минуллин Р.Г., Касимов В.А., Яруллин М.Р. Сравнение показаний аппаратуры локационного зондирования и

весовых датчиков при обнаружении гололедных отложений на линиях электропередачи // Энергетика Татарстана. – 2015. – № 2. – С. 19–27.

[2] Минуллин Р.Г., Аскарлов Р.Р., Касимов В.А., Яруллин М.Р., Елизарьев А.Ю., Семенов О.Е., Салимгареев А.И. Обнаружение локационным зондированием гололеда на воздушных линиях электропередачи Республики Башкортостан // Энергетика Татарстана. – 2014. – № 3/4 (35/36). – С. 42–45.

# Экономический механизм инновационного стратегического управления энергетической безопасностью

Ю.В. Жилкина

ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»  
Москва, Россия  
zhilkina.yulia@gmail.com

Актуальность темы обусловлена наличием сформировавшейся системы вызовов, угроз и опасностей на территории Российской Федерации, эффективного управления энергетической безопасностью для решения проблем других видов безопасности, обеспечивающих выживание, устойчивое функционирование и развитие национальной экономики в условиях скорого истощения невозобновляемых энергетических ресурсов, а также отсутствием инновационных предложений по развитию методологии стратегии управления энергетической безопасностью. Современная практика рыночных преобразований генерирует ряд проблем обеспечения экономической безопасности, требующих теоретического обоснования и глубокого научного изучения. Необходимость их разрешения продиктована неразработанностью теоретических положений экономической безопасности в трудах отечественных ученых. В этой связи актуальным является адаптация зарубежных разработок, исследование и дополнение базовых определений и классификаций безопасности, а также обоснование методов и механизмов ее обеспечения в российской практике.

*Ключевые слова: энергетическая безопасность, инновации, управление, угрозы энергетической безопасности.*

## Economic mechanism of innovation strategic management of energy security

Y. V. Zhilkina

PJSC «Federal Grid Company of Unified Energy System»  
Moscow, Russia  
zhilkina.yulia@gmail.com

The relevance of the topic due to the presence of the formed call system, threats and risks in the Russian Federation, energy security controls effective to solve the problems of other types of security to ensure the survival and sustainable operation and development of the national economy in the conditions of the imminent exhaustion of non-renewable energy resources, as well as lack of innovative proposals to develop a methodology of energy security management strategy. The modern practice of market transformations generates a number of problems of economic security, requiring theoretical foundation and in-depth scientific study. The need to resolve them dictated not elaborate theoretical propositions of economic security in the works of Russian scientists. In this regard, current is adapting foreign developments, research and completion of basic definitions and security classifications, as well as justification of methods and mechanisms of its maintenance in the Russian practice.

*Keywords: energy security, innovation, management, energy security threats.*

Периоды экономических преобразований всегда сопровождаются множеством новых рыночных проблем, требующих теоретического обоснования и глубокого научного осмысления. К числу наиболее острых и неразрешенных из них в настоящее время относится обеспечение устойчивого функционирования базовых рыночных сегментов, что обусловлено их особой ролью в процессах модернизации российской экономики и перехода на инновационный путь развития.

Современная практика рыночных преобразований генерирует ряд проблем обеспечения экономической и энергетической безопасности, требующих теоретического обоснования и глубокого научного изучения. Необходимость их разрешения продиктована неразработанностью теоретических положений экономической и энергетической безопасности в трудах отечественных ученых. В этой связи актуальным является адаптация зарубежных

разработок, исследование и дополнение базовых определений и классификаций безопасности, а также обоснование методов и механизмов ее обеспечения в российской практике.

В настоящее время в экономической литературе отсутствует единство подходов к пониманию природы и сущности понятия «экономическая безопасность», «энергетическая безопасность», к ее структурированию, разработке системы индикаторов состояния и их пороговых значений, выявлению угроз и негативных тенденций.

### I. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ КАТЕГОРИИ «ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ»

В современных условиях энергетическая безопасность выступает как одна из фундаментальных ценностей в сфере жизненно важных интересов субъектов всех уровней –



личности, общества и государства. Ее невозможно понимать без тесного сотрудничества, которое должно быть налажено между правительствами в области инноваций, связанных с процессами потребления и переработки энергии; мер повышения энергетической эффективности; развития технологий разведки, добычи, транспортировки и переработки нефти и газа, позволяющих должным образом защищать окружающую среду; подготовки специалистов в области безопасности энергоснабжения и т. д.

При анализе энергетической безопасности необходимо учитывать, что она по своему содержанию отличается от надежности энергоснабжения. Если второй термин традиционно относится в основном к обеспечению сырой нефтью и природным газом, то первый дополнительно включает в себя такие понятия, как аварийные отключения электричества или тепла, несоответствие систем нефтепереработки определенным стандартам и т.д. То есть, если под надежностью энергоснабжения понимается техническая проблема и решается она совершенствованием системы проектирования, производства, испытаний и эксплуатации технических объектов, то под энергетической безопасностью понимается защищенность жизненно важных интересов личности, общества и государства от широкого спектра внешних и внутренних угроз. Если говорить о надежности энергетических объектов и безопасности, то серьезной проблемой на сегодняшний момент является высокий износ основных фондов отрасли (около 60 %, в некоторых регионах – до 80 %). Стоит актуальная задача не только внедрения инновационных технологий, но и технического перевооружения [4].

Очевидно, что техническое перевооружение и инновации позволят заменить морально и физически устаревшие производственные фонды более современными и внедрить качественно новый уровень управления отраслью. Необходимо отметить, что в рыночных условиях решением этих задач при активной поддержке государства должны заниматься непосредственно субъекты энергетического рынка: добывающие, транспортирующие, генерирующие и торгующие предприятия энергетической отрасли, непосредственно производящие энергетическую безопасность.

Опираясь на сформулированные выше положения, можно раскрыть определение понятия «энергетическая безопасность» с экономической точки зрения: энергетическая безопасность является общественной потребностью, продуктом производства, создаваемым в результате развития целенаправленной инновационной деятельности в управлении предприятиями энергетической отрасли [4].

Своеобразная «экономизация» взглядов на проблему энергетической безопасности позволит перейти к количественной оценке эффективности производства энергетической безопасности при сопоставлении как затрат на производство, так и конечного результата (минимизация потерь) в единых (стоимостных) единицах измерения.

Формирование подходов к обеспечению «энергетической безопасности» можно проследить через историю взаимоотношений стран-поставщиков и стран-потребителей энергоресурсов. Для каждой из этих 2 групп энергетическая безопасность трактуется по-разному. Независимо от того, рассматривается ли она со стороны страны-импортера или экспортера энергоресурсов, энергетическая безопасность является одним из самых важных элементов экономической и, следовательно, национальной безопасности [1].

Можно определить энергетическую безопасность как внутреннее и внешнее состояние страны, при котором отсутствуют реальные и потенциальные угрозы энергетическим интересам государства, а в случае возникновения угроз – это система мер по обеспечению охраны или защиты энергетических интересов. Можно выделить следующие параметры для оценки индикаторов энергетической безопасности:

- возможность и способность топливно-энергетического комплекса страны обеспечивать предложение;
- устойчивость топливно-энергетического комплекса и систем энергетики;
- экономическая доступность энергетических ресурсов [5].

Современная структура энергетики России представляет собой комплекс отраслей, который включает как добывающие сектора, так и обрабатывающие: электроэнергетика, нефтегазовый комплекс, угольная промышленность и возобновляемые источники энергии, которые особенно популярны в мире, но находятся в процессе исследования и дороги в использовании в силу своей крайней ограниченности.

Возможность и способность топливно-энергетического комплекса страны обеспечивать предложение экономически доступных и качественных ресурсов. Возможность предлагать энергетические ресурсы обусловлена в России огромным ресурсным потенциалом, а способность можно охарактеризовать сбалансированностью между добычей первичных энергоресурсов и их внутренним потреблением.

## II. МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДИАГНОСТИКИ СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Устойчивость топливно-энергетического комплекса и систем энергетики к воздействующим факторам можно оценить по мере физического и морального износов основных фондов энергетической отрасли, аварийностью объектов, энергоемкостью ВВП.

На сегодняшний день износ основных фондов в России в электроэнергетике превышает 40 %; в газовой промышленности – 60 %; в нефтепереработке – 80 % [2]. Следствием этого является высокая аварийность, значительные затраты и продолжительность ремонтов, низкий технический уровень. Это ведет к высокой себестоимости и энергоемкости производства топливно-энергетических ресурсов (далее – ТЭР).

Россия на сегодняшний день обладает одним из самых высоких значений энергоемкости ВВП в мире. Энергоемкость России превышает среднемировую показатель в 2,3 раза. Такая величина в первую очередь обусловлена высокой электроемкостью – высокие удельные расходы электроэнергии на добывающих и обрабатывающих производствах. Также причина кроется в существенных потерях электроэнергии в электрических сетях вследствие старения электротехнического оборудования.

Сохранение высокой энергоемкости экономики, низкие темпы обновления производственного аппарата ТЭК, высокий моральный и физический износ основных фондов однозначно создают угрозу энергетической безопасности России. Это приводит к таким последствиям, как

снижение энергетической безопасности России, «торможение» экономического роста, низкая конкурентоспособность российской промышленности и т.п. [5].

Дав оценку энергетической безопасности, можно сформулировать и имеющие место угрозы энергетической безопасности:

1. Экономика, ориентированная на экспорт сырья. Возможность предлагать ТЭР в России есть, она обусловлена богатым природно-ресурсным потенциалом. Однако внутренний рынок не потребляет то количество ресурсов, которое добывается, и излишек предложения экспортируется. В результате страна свой потенциал вывозит за границу, не развивая собственное производство товаров.

2. Высокий физический и моральный износ основных фондов объектов энергетики. Надежность поставок энергоресурсов зависит от технического состояния основных производственных фондов ТЭКа. Во всех отраслях энергетики увеличивается доля оборудования, выработавшего своей ресурс. Это ведет к высокой себестоимости и энергоемкости производства ТЭР.

3. Энергорасточительность экономики. Энергоемкость ВВП России выше среднемирового уровня, это обусловлено использованием энергорасточительных технологий и оборудования, большими потерями при транспортировке и хранении, нерациональной структурой экономики.

4. Ценовая угроза. Ценообразование на рынке ТЭР в России свободное, государственное регулирование минимально (государство регулирует внутренние цены на нефть, отпускаемую Газпромом, и тарифы на электроэнергию устанавливают региональные органы власти).

### III. КОНЦЕПЦИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

При разработке концепции обеспечения энергетической безопасности исследуемого рыночного сегмента необходимо учитывать, что модель государственного регулирования формируется под влиянием комбинаций критериев и качественных параметров. Это позволяет корректировать механизм управления в соответствии с характеристиками отраслевых комплексов. Таким образом, в работе обосновано, что выбор региональной модели реализации механизма управления взаимодействием государства и бизнеса определяется комплексом специфических условий социально-экономической системы региона, что необходимо для повышения эффективности процесса координации с позиции обеспечения адекватности управленческих воздействий состоянию и тенденциям развития управляемой подсистемы.

Одним из ключевых аспектов развития механизма принятия согласованных действий при реализации концепции является: с одной стороны – согласование отраслевых и территориальных стратегий с учетом обеспечения экономической безопасности на макроуровне, а с другой – согласование государственных и частных интересов для интеграции их совокупного экономического потенциала в ходе решения стратегических задач по достижению поставленных целей обеспечения экономической безопасности в сфере технологической модернизации.

Одной из основных целей концепции является повышение инновационной активности промышленных предприятий в структурообразующих отраслях. В связи с этим

в абсолютном выражении затраты на технологические инновации должны вырасти до 88,7 млрд руб., что будет составлять 26,1 % от общего объема инвестиций.

Оптимистичный вариант реализации концепции предполагает рост экспорта высокотехнологичной продукции до 670 млрд руб. (таблица) [3].

ПРОГНОЗИРУЕМОЕ ИЗМЕНЕНИЕ ИНДИКАТИВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ КОНЦЕПЦИИ «БЕЗОПАСНОСТИ»

Индикаторы	2016 г.		2020 г.	
	Б*	Н**	Б*	Н**
Доля импорта машин и оборудования, %	40,4	48,7	33,1	47,6
Степень износа основных фондов, %	36,9	41,8	30,7	39,0
Доля инновационно активных предприятий, %	23,8	18,4	40,7	25,4
Доля затрат на технологические инновации в общем объеме инвестиций, %	13,5	10,9	26,1	14,2
Затраты на технологические инновации, млрд руб.	45,4	42,3	88,7	48,4
Экспорт высокотехнологичной продукции, млрд руб.	301,4	260,7	670,8	431,7

\*благоприятный, \*\*неблагоприятный

Состояние энергетического рынка в соответствии с нормативными значениями его технико-экономических характеристик и величиной их отклонения от пороговых значений индикаторов экономической безопасности можно представить как:

- нормальное, т.е. индикаторы экономической безопасности находятся в пределах пороговых значений;
- предкризисное, т.е. значение хотя бы одного из индикаторов экономической безопасности существенно отклоняется от порогового, а другие приблизились к некоторой окрестности своих барьерных значений и при этом не были утрачены технические и технологические возможности улучшения условий и результатов производства путем принятия мер предупредительного характера;
- кризисное, т.е. фактические значения большинства основных индикаторов экономической безопасности не отвечают требованиям пороговых и появляются признаки необратимости спада и частичной утраты производственного потенциала вследствие истощения технического ресурса оборудования;
- критическое, когда нарушаются все барьеры, отделяющие нормальное и кризисное состояния развития производства, а частичная утрата потенциала становится неизбежной и неотвратимой.

Для обеспечения более эффективного обеспечения энергетической безопасности необходим переход от энергосырьевого сценария развития экономики на инновационный.

1. В новом варианте развития энергетический сектор должен играть обеспечивающую роль – представлять сырье новым направлениям развития, основанным на прогрессивных технологиях в промышленности, транспорте, сфере услуг, сельском хозяйстве. Начальными этапами к данной цели могут быть снижение экспорта топливно-энергетических ресурсов, увеличение внутреннего спроса на ТЭР в больших масштабах; производство товаров конечного потребления с высокой добавленной стоимостью.

2. Использование возобновляемых источников энергии становится одним из приоритетных механизмов. Объем технически доступных ресурсов возобновляемых источников энергии в Российской Федерации составляет не менее 24 млрд тонн условного топлива, необходимо создавать технологии, которые помогут использовать данный резерв.

3. Ввод ценового регулирования на ТЭР и электро-энергию. Современная экономика не может нормально функционировать при высокой стоимости энергии. В России низкий внутренний спрос на ТЭР, и в случае экономических кризисов будет сокращаться спрос и на экспортную продукцию, тогда целые отрасли подвергнутся внешнему воздействию. Необходимо федеральное ценовое регулирование для увеличения внутреннего спроса на энергоресурсы.

Предложенные «инновационные» меры будут способствовать росту уровня обеспечения энергетической безопасности России, что благоприятно отразится на повышении конкурентоспособности страны и достижении интенсивного экономического роста.

#### Список литературы

- [1] Исаева Е.В. Особенности развития современного малого бизнеса в России: конкуренция или сотрудничество? // Виттевские чтения – 2010. Модернизация экономики России: проблемы, ориентиры и перспективы: Матер. 10-й Междунар. межвуз. науч.-практ. конф. – М., 2010.
- [2] Трысячный В.И. Организация инновационной производственной инфраструктуры регионального АПК: монография / В.И. Трысячный, Ю.И. Жевора, Д.С. Донецкий. – Ставрополь: Кавказ-Полиграфия, 2008. – 168 с.
- [3] Трысячный В.И. Механизмы и инструменты создания эффективной системы экономической безопасности рынка средств производства: монография / В.И. Трысячный. – Ставрополь: Ставропольбланкиздат, 2010. – 327 с.
- [4] Мошин А.Ю. Некоторые особенности анализа внутреннего рынка электроэнергии: Монография. – М.: РУДН, 2007. – 196 с.
- [5] Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715-р.

# Результаты идентификации источников низкочастотных колебаний в ЕЭС России по данным СМПР

А.В. Жуков, Д.М. Дубинин, О.Л. Опалев

АО «СО ЕЭС»  
Москва, Россия  
opalev@so-ups.ru

Низкочастотные колебания (НЧК), являясь неотъемлемой составляющей электроэнергетического режима, позволяют оценивать уровень колебательной устойчивости энергосистемы. Большую часть времени НЧК параметров электроэнергетического режима (ПЭР) не представляют угрозы для надежности и безопасности режима энергосистемы, однако при достижении больших амплитуд могут приводить к серьезным технологическим нарушениям и повреждению генерирующего оборудования. Спектральный анализ, проводимый специалистами ОАО «СО ЕЭС» по данным СМПР, показывает, что в ЕЭС России помимо системных колебаний (межзональных и локальных) наблюдаются достаточно выраженные вынужденные НЧК. Идентификация источников вынужденных НЧК с принятием технологических мер по устранению их отрицательного влияния на колебательную устойчивость энергосистемы является одной из приоритетных задач.

*Ключевые слова:* СМПР, системные НЧК, межзональные НЧК, локальные НЧК, вынужденные НЧК, источник НЧК, колебательная устойчивость режима энергосистемы.

## The results identification of low frequency oscillations sources in the UPS of Russia according the data from WAMS

A.V. Zhukov, D.M. Dubinin, O.L. Opalev

«SO UPS», JSC  
Moscow, Russia  
opalev@so-ups.ru

Low frequency oscillations (LFO), being an integral part of the electric power mode, allow to estimate the level of the power system oscillation stability. Most of the time LFO of electrical mode parameters (EMP) are not threatened to reliability and safety of the mode, but when it reaches large amplitudes may lead to serious technological violations and damages of the generating equipment. Spectral analysis conducted by the specialists of JSC "SO UPS" according the data from WAMS shows that in the UPS of Russia in addition to the natural oscillations (inter-area and local) are observed quite expressed forced LFO. The identification of forced LFO sources, with taking technological measures to elimination of their negative influence on the power system oscillation stability, become the one of the priority aim.

*Keywords:* WAMS, natural LFO, inter-area LFO, local LFO, forced LFO, LFO sources, power system oscillation stability.

### 1. ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И ПОСЛЕДСТВИЯ НЧК

Мониторинг низкочастотных колебаний параметров электроэнергетического режима энергосистемы (НЧК ПЭР) является одной из приоритетных задач ОАО «СО ЕЭС», указанных в Концепции развития и применения технологии синхронизированных векторных измерений для повышения качества и надежности управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России на период до 2020 года (утверждена в ОАО «СО ЕЭС» 5 апреля 2016 года).

В данном документе НЧК определяются как периодические изменения ПЭР с частотой от 0,01 до 5 Гц, возникающие в результате взаимного движения роторов синхронных машин или наличия источников вынужденных колебаний.

По физической природе НЧК делятся на два вида – системные и вынужденные.

К системным НЧК относятся колебания, характеризующие динамические свойства синхронных машин, связанных общностью электроэнергетического режима энергосистемы. Данные колебания делятся на локальные, присущие отдельному синхронному генератору или станции, и межзональные (диапазон частот 0,01 – 1 Гц), объединяющие электрически удаленные синхронные генераторы. Межзональные НЧК могут вызывать существенные колебания мощности на протяженных транзитах, которые при неблагоприятных обстоятельствах приводят к потере колебательной устойчивости и разделению энергосистем на изолированно работающие части.

Для исследования системных НЧК применяется мониторинг схемно-режимных условий работы энергосистемы с оценкой их влияния на форму мод и уровень демпфирования колебаний, компьютерное моделирование переходных процессов в энергосистеме с

определением собственных значений, натурные испытания с модуляцией ПЭР, а также анализ технологических нарушений, возникающих в энергосистеме вследствие небалансов мощности или отключений ВЛ.

К вынужденным НЧК относятся колебания ПЭР, происходящие под воздействием внешних периодических сил. Источниками вынужденных НЧК могут являться некорректная работа систем управления с обратной связью (автоматические регуляторы возбуждения синхронного генератора, регуляторы скорости вращения турбины и т.п.), функционирование гидрогенераторов в зонах ограниченной или нерекомендованной работы, влияние режима работы множества возобновляемых источников энергии (ветроэнергетические установки, солнечные панели и т.д.), вставок и электропередач постоянного тока (HVDC), режим работы промышленных производств с периодическими резко переменными характеристиками нагрузки.

Вынужденные НЧК приводят к повышенному износу энергетического оборудования и могут стать причиной его повреждения. При исследованиях НЧК специалисты учитывают наличие собственных колебаний валопровода турбогенератора – торсионных мод. Существует вероятность возникновения резонансных явлений между системными, вынужденными и торсионными модами НЧК, при этом амплитуда колебаний активной мощности может увеличиться в 14 раз [1].

Поскольку вынужденные колебания могут возникать внезапно, для их контроля необходим непрерывный мониторинг ПЭР с анализом спектральных свойств на специализированном ПО идентификации НЧК.

Наиболее важной и сложной задачей является идентификация источника вынужденных НЧК с принятием технологических мер по устранению его отрицательного влияния на колебательную устойчивость энергосистемы.

## II. МЕТОДЫ ПОИСКА ИСТОЧНИКОВ НЧК

В зарубежной литературе представлены следующие варианты определения источников вынужденных НЧК:

- 1) метод определения демпфирующего момента [2];
- 2) метод оценивания формы моды [3];
- 3) энергетический метод [4].

В первом методе источник НЧК определяется по отрицательному значению демпфирующего момента  $K_{d,\lambda}$ , рассчитываемого методом наименьших квадратов для рассматриваемой доминантной моды  $\lambda$  каждого синхронного генератора:

$$\Delta P_{e,\lambda} = K_{s,\lambda} \Delta \delta_\lambda + K_{d,\lambda} \Delta \omega_\lambda, \quad (1)$$

где  $P$  – активная мощность;  $\delta$  – угол ротора;  $\omega$  – частота вращения ротора.

Второй метод предполагает определение формы моды для различных энергообъектов и выбор в качестве источника НЧК лидирующего по фазе моды генератора из опережающей группы синхронных генераторов.

В третьем методе за источник принимается синхронный генератор, производящий диссипативную энергию:

$$W^D = \int (\Delta P_e d\Delta\theta + \Delta Q_e d\Delta \ln V), \quad (2)$$

где  $P$  – активная мощность;  $Q$  – реактивная мощность;  $V$  – напряжение;  $\theta$  – фазовый угол напряжения.

Сравнительный анализ представленных методов, проведенный на модельных данных, продемонстрировал предпочтительность третьего метода [5]. Создание робастных, автоматических, промышленно применяемых инструментов выявления источников НЧК по реальным данным синхронизированных векторных измерений (СВИ) на основе описанных методов является перспективной задачей нескольких групп разработчиков.

## III. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ НЧК В ЕЭС РОССИИ

В ОАО «СО ЕЭС» мониторинг НЧК проводится по данным Системы мониторинга переходных режимов (СМПР), предоставляющей измерения ПЭР с необходимым качеством (дискретизация 50 Гц, точность синхронизации 1 мкс) [6]. В качестве инструментов анализа параметров НЧК используется программа математического моделирования MatLab и ПК Phasor Point.

Специалистами ОАО «СО ЕЭС» предложены иные методы идентификации источников НЧК, позволившие для нормального режима работы ЕЭС России, а также технологических нарушений, сопровождаемых продолжительными качаниями ПЭР, определить либо непосредственные источники НЧК, либо районы энергосистемы, в которых расположены источники.

### A. Метод корреляционного анализа коэффициента демпфирования доминантной моды и активной мощности синхронных генераторов энергосистемы

В соответствии с принятыми в мировой практике критериями оценки НЧК, при достижении коэффициентом демпфирования значения в 10 с уровень колебательной устойчивости падает до опасного уровня, и возникает необходимость проведения подробного анализа для выявления и устранения причин таких НЧК. Выявление высокой степени корреляции между резкими изменениями уровня демпфирования моды НЧК и входом/выходом конкретного гидроагрегата в/из определенного диапазона нагрузки по активной мощности свидетельствует об обнаружении источника НЧК.

Например, на ПС 500 кВ Амурская (ОЭС Востока) наблюдалась мода НЧК ПЭР с частотой 0,47 Гц, амплитудой 7 МВт по активной мощности, 6 мГц по частоте и значительно пониженным уровнем демпфирования – 70 с. Для исследования причин возникновения НЧК проведен анализ загрузки Зейской ГЭС и Бурейской ГЭС в различных режимах работы. Определено, что резкое падение уровня демпфирования моды 0,47 Гц возникает при работе гидроагрегата № 4 Бурейской ГЭС в диапазоне 100 – 320 МВт (рис. 1).

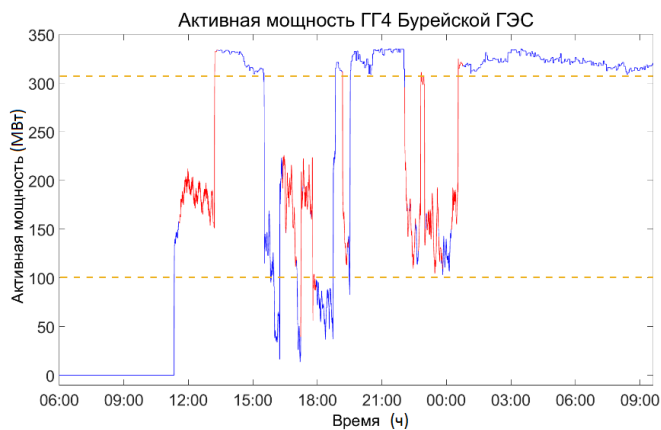


Рис. 1. Активная мощность Г4 Бурейской ГЭС отмечена красным цветом в моменты превышения демпфированием рубежа в 10 с

В результате проведенных Бурейской ГЭС совместно с заводом-изготовителем ОАО «Силовые машины» испытаний скорректирована эксплуатационная характеристика гидроагрегата № 4 Бурейской ГЭС в части исключения диапазонов 70 – 140 и 190 – 220 МВт (при напоре воды 120 м) из зоны разрешенной работы.

#### В. Метод анализа спектрограмм ПЭР

Спектрограммы позволяют отслеживать поведение доминантных мод с течением времени. Спектрограмма, демонстрирующая исчезновение моды в момент отделения Кольской ЭС от ЕЭС России (рис. 2), позволила установить, что мода 0,25 Гц является межзональной.

Аналогичным образом определено, что источниками мод колебаний с плавающей частотой 2 – 10, 18 – 20 и 18 – 23 Гц являются Выборгская ВПТ и ВПТ на ПС 500 кВ Хэйхэ соответственно, причем амплитуда моды по активной мощности на ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ достигает 5 МВт.

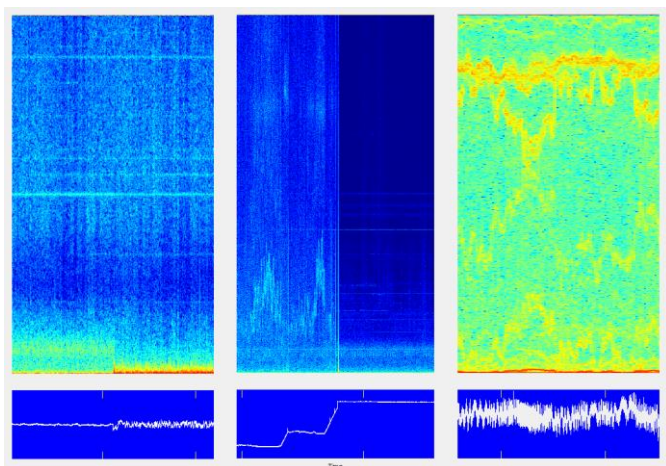


Рис. 2. Спектрограммы частоты при отделении Кольской ЭС от ЕЭС России, активной мощности с ПС 330 кВ Выборгская при откл. ВПТ и тока с ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ

#### С. Метод селекции коэффициентов демпфирования доминантной моды НЧК ПЭР

Направление на источник моды 2 Гц определено по наибольшей величине коэффициента демпфирования мо-

ды по активной мощности на всех ВЛ 330 кВ Кольской АЭС (рис. 3). Поскольку в направлении ПС 330 кВ Титан находится ГОК «Олений ручей», данный комбинат является наиболее вероятным источником НЧК из промышленных предприятий Кольской ЭС.

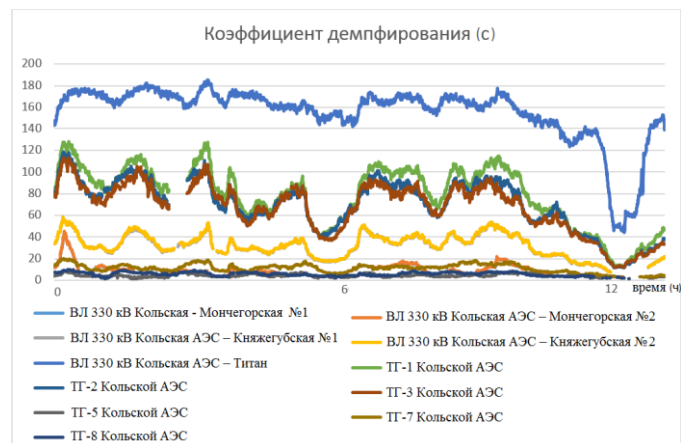


Рис. 3. Коэффициенты демпфирования НЧК 2 Гц на присоединениях Кольской АЭС

Таким же методом определено, что центр южной области межзональной моды «ОЭС Северо-Запада, ОЭС Центра – ОЭС Средней Волги, ОЭС Юга» с частотой 0,25 Гц приходится на регион Волжской ГЭС.

#### Д. Метод определения синхронного генератора с опережающей фазой моды

При отделении ОЭС Юга на изолированную работу от ЕЭС России в ноябре 2014 г. возникли продолжительные НЧК с частотой 1,34 Гц, погасить которые удалось разгрузкой по активной мощности Невинномысской ГРЭС. Источником НЧК являлся генератор № 6, опережавший остальные синхронные генераторы по фазе доминантной моды на 120°, создавая межмашинные качания (рис. 4).

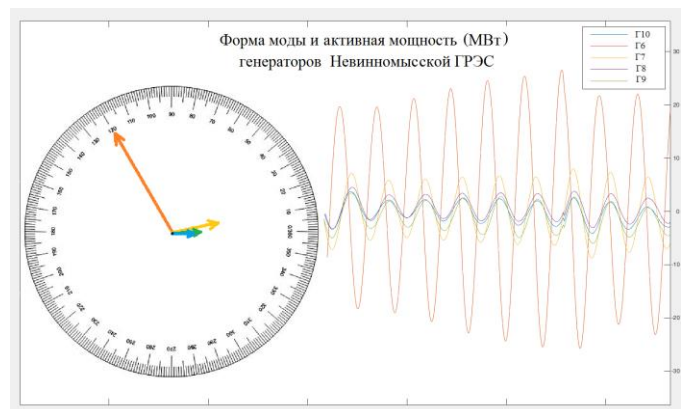


Рис. 4. Активная мощность и фаза моды 1,34 Гц синхронных генераторов Невинномысской ГРЭС

#### Е. Метод выявления наибольшей амплитуды НЧК относительно фазового угла напряжения

16 марта 2016 г. в ЕЭС России возникли высокоамплитудные синхронные качания активной мощности с частотой 0,26 Гц. Одним из наиболее информативных параметров, по которому возможно было оперативно определить станцию-источник НЧК, оказался размах колебаний относительного фазового угла напряжения (рис. 5).

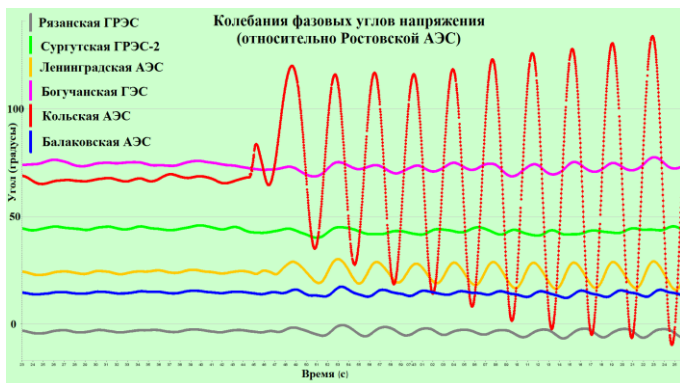


Рис. 5. НЧК относительных фазовых углов напряжения

**Ф. Метод статистического анализа режима работы промышленных энергообъектов**

При мониторинге НЧК по данным СВИ с ПС 500 кВ Амурская выявлено периодическое возникновение колебаний с плавающей частотой 0,55 – 0,85 Гц и размахом до 60 МВт. Анализ режима работы ОЭС Востока позволил определить, что максимальная амплитуда качаний наблюдается на Комсомольской ТЭЦ-3 (рис. 6), а источником является располагающееся поблизости ОАО «Амурметалл». Данное предприятие с резко переменным характером нагрузки является единственным на Дальнем Востоке металлургическим заводом, производящим сталь с использованием электросталеплавильной технологии. Поскольку автоматические регуляторы возбуждения сильного действия синхронных генераторов Комсомольской ТЭЦ-3 не подавляют рассматриваемые колебания, нарушается требование стандарта ОАО «СО ЕЭС» [7] и необходимо принятие дополнительных мер по демпфированию НЧК.

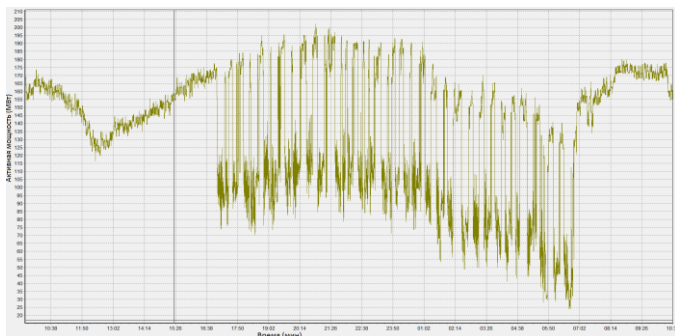


Рис. 6. Изменение активной мощности за сутки на транзите ПС 500 кВ Амурская – ПС 500 кВ Хабаровская

На синхронных генераторах Курской АЭС обнаружены перманентные качания активной мощности с периодами 6 – 12 мин и амплитудами до 30 МВт. Для выявления причин возникновения НЧК требуется углубленный анализ корректности функционирования систем регулирования энергоблоков.

**IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Исследования НЧК в ЕЭС России проводятся ОАО «СО ЕЭС» в рамках развития и применения технологии СВИ в целях совершенствования задач оперативно-диспетчерского и автоматического управления.

Приведенные результаты идентификации источников НЧК в ЕЭС России демонстрируют необходимость дальнейшего мониторинга и анализа НЧК совместно с субъектами электроэнергетики для оценки как эксплуатационного состояния энергетического оборудования, так и надежности электроэнергетического режима энергосистемы.

Работоспособность предложенных методов идентификации источников НЧК подтверждена на практических примерах. Для автоматизации и повышения эффективности поиска в режиме реального времени планируется реализация некоторых алгоритмов идентификации источников НЧК в виде прикладного ПО.

**Список литературы**

- [1] Arash Sarmadi S., Venkatasubramanian M.V., Salazar A. Inter-area resonance in power systems from forced oscillations // IEEE Transaction on Power Systems. – 2015. – Issue 31(1). – Pp. 378–386.
- [2] Li Y., Huang Y., Liu J. Power system oscillation source location based on damping torque analysis // Power System Protection and Control. – 2015. – Issue 43(14). – Pp. 84–91.
- [3] Ashwal N., Wilson D., Parashar M. Identifying sources of oscillations using wide area measurements // Grid of the Future Symposium, CIGRE US National Committee, 2014.
- [4] Chen L., Min Y., Hu W. An energy-based method for location of power system oscillation source // IEEE Transaction on Power Systems. – 2013. – Issue 28(2). – Pp. 828–836.
- [5] Maslennikov S., Bin Wang, Feng Ma [et al.]. A Test Cases Library for Methods Locating the Sources of Sustained Oscillations, IEEE.
- [6] Жуков А.В., Сацук Е.И., Дубинин Д.М., Опалев О.Л. Мониторинг низкочастотных колебаний в ЕЭС России по данным СМПП // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: междунар. науч.-техн. конф. СИГРЭ. – Сочи, 2015.
- [7] СТО 59012820.29.160.20.001-2012. Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов.

# Моделирование суточных графиков освещенности и температуры воздуха при краткосрочном прогнозировании электропотребления

А.О. Закотнов, Р.Р. Абуладзе, А.И. Калашников, В.В. Неведров, И.И. Надтока  
ЮРГПУ (НПИ) имени М.И. Платова  
Новочеркасск, Россия  
andreyzakotnov@gmail.com

Рассмотрены проблемы моделирования суточных часовых графиков температуры воздуха и естественной освещенности с целью согласования их с прогнозными данными для этих метеофакторов, используемыми в моделях краткосрочного прогнозирования электропотребления. Определены погрешности моделирования. Рассчитаны астрономические суточные графики освещенности для состояния облачности «ясно» и «пасмурно» в месте установки датчика освещенности. Показано, что за счет отражения световых потоков фактическая освещенность может быть выше астрономической.

**Ключевые слова:** прогнозирование электропотребления, температура воздуха, естественная освещенность, погрешность моделирования, астрономическая освещенность.

## Modeling daily schedule light and temperature air inlet is for short-term forecasting of a power

A.O. Zakotnov, R.R. Abuladze, A.I. Kalashnikov, V.V. Nevedrov, I.I. Nadтока  
Platov South – Russian State Polytechnic University (NPI)  
Novocherkassk, Russia  
andreyzakotnov@gmail.com

The problems of modeling of daily time schedules of air temperature and natural light in order to harmonize them with the forecast data for these meteorological factors used in the model short-term forecasting of power consumption. Determination of error modeling. Calculated astronomical daily schedules for the illumination condition of the cloud "clear" and "cloudy" in the place of installation of the light sensor. It is shown that due to the reflection of light streams actual illumination can be above astronomical.

**Keywords:** forecasting electricity, air temperature, natural lighting, error modeling, astronomical lighting.

Температура воздуха, облачность и естественная освещенность являются наиболее значимыми из метеофакторов, влияющих на электропотребление в масштабах энергосистемы [1 ÷ 4]. При краткосрочном прогнозировании суточного часового графика мощности  $\hat{P}(t)$  (от одних до десяти суток) используются фактические графики электропотребления, температуры воздуха и освещенности за некоторый период (сезон года,

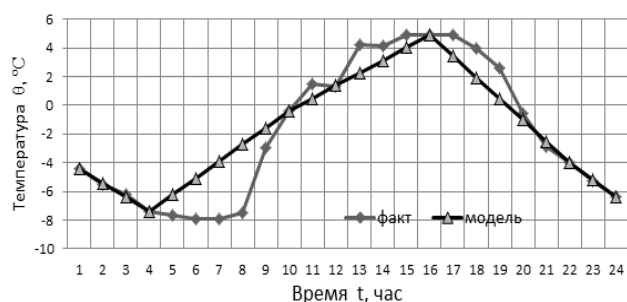


Рис. 1. Суточный график температуры воздуха за 29.03.2013г. и его кусочно-линейная модель. Погрешность MAPE = 26,45%

год и др.) и прогнозные суточные графики температуры  $\hat{\theta}(t)$  и естественной освещенности  $\hat{E}(t)$  [4].

Начиная с 2007 г. в ЮРГПУ (НПИ) и ООО НПП «ВНИКО» по заданию ОАО «СО ЕЭС» ведутся работы по созданию автоматических систем контроля естественной освещенности и накапливаются архивы статистической информации.

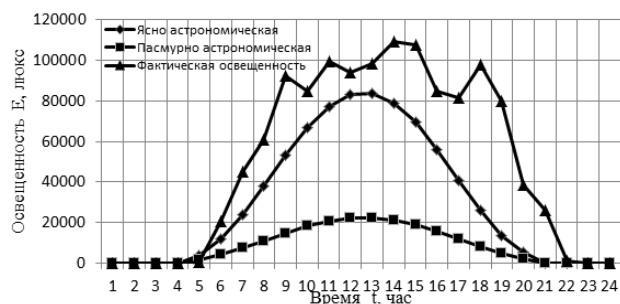


Рис. 2. Астрономическая и фактическая освещенность в безоблачную погоду 17.07.13



Существующая в ОАО «СО ЕЭС» интегрированная система прогнозирования (ИСП) [5] дает прогнозы метеофакторов на несколько суток вперед по четырем часам суток: 0 часов; 4 часов; 10 часов; 16 часов. В этом случае необходимо строить прогнозные модели суточных 24-часовых графиков  $\theta(t)$  и  $E(t)$  по четырем указанным выше точкам на оси времени  $t$ .

Погрешность моделирования определяется по формуле:

$$MAPE = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} \frac{|\theta_{\text{фi}} - \theta_{\text{мi}}|}{|\theta_{\text{фi}}|} \times 100\%, \quad (1)$$

где  $\theta_{\text{фi}}$  – фактическая температура воздуха;  $\theta_{\text{мi}}$  температура воздуха по модели суточного графика. Так как температура воздуха в течение суток может быть и положительной и отрицательной, то в знаменателе модуль фактической температуры

Кусочно-линейные модели фактических и прогнозные графики температуры  $\hat{\theta}(t)$  и освещенности  $\hat{E}(t)$  используются в прогнозных моделях краткосрочного прогнозирования электропотребления разрабатываемых для региональных диспетчерских управлений ОАО «СО ЕЭС» [6, 7].

Существует проблема учета инструментальных данных суточных часовых графиков естественной освещенности  $E(t)$  при использовании этой информации в прогнозных моделях заключающаяся в том, что на метеосайтах и в системе ИСП прогнозируется облачность, а не освещенность. Астрономические время восхода и захода солнца и кривые освещенности для ясной и пасмурной погоды в географической точке установки станции контроля освещенности вычислялись по специальным таблицам и формулам [8, 9].

Как видно из рис. 2, фактическая освещенность может быть больше расчетной астрономической из-за отраженных от облаков и других объектов световых потоков, попадающих на датчик освещенности. Эти же физические эффекты отражения объясняют то, что 17.07.13 г фактическая освещенность уменьшается до 0 почти на час позже от астрономической.

Классификация, распознавание инструментальных суточных графиков освещенности, а также сопоставление их с астрономическими суточными графиками выполнена с применением ортогонального разложения Карунена-Лоэва. На рис. 3 показан график освещенности по методу главных компонент за 30 суток за июль 2013г. в Москве.

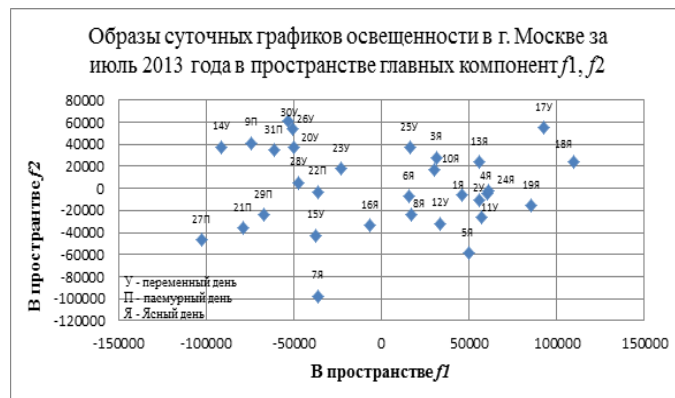


Рис. 3. Точечный график освещенности в пространстве главных компонент

Здесь П (пасмурный) –  $E$  от 0 до 30000 лк У (переменный) –  $E$  от 30000 до 50000 лк Я (ясный) –  $E$  50000 лк и выше.

Из рис. 3 видно, что образы суток графика для ясного дня (Я), пасмурного дня (П) и дня с переменной переменной облачностью(У) представляет собой три пересекающихся кластера, что создает проблемы для прогнозируемых моделей.

### Список литературы

- [1] Макоклоев Б.И., Еч В.Ф. Учет влияния метеорологических факторов при прогнозировании электропотребления энергообъединений. Энергетик, 2004. № 6. – С. 15-16.
- [2] Бородин А.А. Краткосрочное прогнозирование электропотребления с учетом метеофакторов. Электронный ресурс: <http://www.lib.tpu.ru/fulltext/c/2014/C86/V2/046.pdf>.
- [3] Yixian Liu, Matthew C. Roberts, Ramteen Sioshansi. A Vector Autoregression Weather Model for Electricity Supply and Demand Modeling.// Электронный ресурс. Режим доступа: [http://ise.osu.edu/isefaculty/sioshansi/papers/weather\\_var.pdf](http://ise.osu.edu/isefaculty/sioshansi/papers/weather_var.pdf). August 10, 2015.
- [4] Надтока И.И., Демура А.В., Губский С.О., Ваколюк А.Я., Горбачев В.В. Прогнозирование электропотребления с учетом температуры воздуха и естественной освещенности для региональных диспетчерских управлений.// Вестник СамГТУ. – 2012, № 1(33) - С. 163-168.
- [5] Иерархическая система прогнозирования электропотребления (ИСП). Электронный ресурс. Режим доступа: <http://www.energiostat.ru/articles>.
- [6] Nadtoka I.I., Al-Zihery Balasim M. Improvement and Comparison Mathematical Models of Short-Term Load Forecasting for the Regional Dispatcher Utility // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2015, № 5. – С. 5 - 11.

# Генерация электрической энергии за счёт применения энергоэффективных панелей с солнечными батареями в окнах

В.М. Захаров<sup>1</sup>, Н.Н. Смирнов<sup>1</sup>, Е.С. Румянцев<sup>1</sup>, Б. Фламан<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», Иваново, Россия

<sup>2</sup>Национальный институт прикладных наук, Страсбург, Франция  
nsmirnov@bk.ru

Согласно Российскому законодательству годовое потребление энергии в зданиях к 1 января 2020 года должно быть снижено на 40 % по отношению к базовому уровню. Во Франции с 2020 года разрешается строить здания с положительным балансом по потреблению энергии, т.е. здания с низким потреблением и генерацией электрической энергии. Существующие Российские и Европейские нормы устанавливают высокие значения по сопротивлению теплопередаче для окон. Использовались результаты натурных испытаний окон с теплоотражающими экранами и солнечными панелями в сертифицированной климатической камере. Разработаны многофункциональная энергоэффективная панель с солнечной батареей и автоматизированная система регулирования энергоснабжением зданий с применением теплоотражающих экранов с солнечными батареями. При применении окон с теплоотражающими экранами и солнечной батареей наблюдается тройной энергетический эффект: в отопительный период уменьшаются теплопотери за счёт увеличения сопротивления окна, снижаются затраты теплоты на нагрев помещения за счёт понижения температуры воздуха внутри помещения, а также происходит выработка электрической энергии. Использование солнечной батареи позволяет вырабатывать электрическую энергию, обеспечивающую не только автономную работу окна с теплоотражающими экранами, но и частично (покрывающую электрическую нагрузку потребителя).

*Ключевые слова: окна с теплоотражающими экранами, солнечные батареи, экономия энергоресурсов, электрическая нагрузка потребителя, система регулирования энергоснабжения.*

## Electric power generation due to use of energy efficient panel with solar panels in windows

V.M. Zakharov<sup>1</sup>, N.N. Smirnov<sup>1</sup>, E.S. Romyantsev<sup>1</sup>, B. Flament<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Ivanovo State Power Engineering University, Ivanovo, Russian Federation

<sup>2</sup>National Institute of Applied Sciences, Strasbourg, France  
nsmirnov@bk.ru

Pursuant to Russian legislation, annual specific consumption of energy in buildings as of 1 January 2020 shall be reduced by 40% of the basic level. In France, the requirements of the Act Grenelle (Loi Grenelle) allowed to build buildings with low energy consumption and from January 2020 – only buildings with "positive energy", i.e. with positive balance, such as the production of electricity (often due to photovoltaic method). The study was based on the results of field tests of windows with heat-reflective shields and solar panel in a certified climate chamber. The results were processed by the methods of mathematical statistics. Multifunctional energy-efficient shutter with solar battery and automated system for controlling power supply in buildings using heat-reflecting screens with solar panel have been developed. Using windows with heat-reflecting screens and a solar battery results in a triple power effect: reduced heat losses during the heating season due to increased window resistance; lower cost of heating buildings due to lowering of indoor ambient temperature; also electric power generation. The use of a solar battery permits generation of electric power which not only ensures independent operation of windows with heat-reflecting screens but also partially or completely serves the consumer's electrical load, and in the event of large-scale generation may be fed into the exterior electrical network. Moreover, the conversion efficiency of solar batteries reaches 20%.

*Keywords: windows with heat-reflecting screens, solar panels, energy savings, the electrical load of the consumer, power control system.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Законодательные органы Европейского союза устанавливают коэффициент сопротивления теплопередаче окон к 2020 году на уровне  $1,67 \pm 2,0$  ( $\text{м}^2 \cdot \text{°C}$ )/Вт, а Российские органы власти к 2016 году – на уровне  $1,0 \pm 1,05$  ( $\text{м}^2 \cdot \text{°C}$ )/Вт. Согласно Российским законам с 1 января 2020 года годовая удельная величина расхода

энергетических ресурсов в зданиях, строениях и сооружениях должна уменьшиться на 40 % по отношению к базовому уровню. Это может быть реализовано не только за счёт повышения теплозащиты зданий и использования более энергоэффективного оборудования, но и при условии генерации собственной тепловой и электрической энергии с помощью альтернативных и возобновляемых источников.

## II. ОПИСАНИЕ РАЗРАБОТКИ

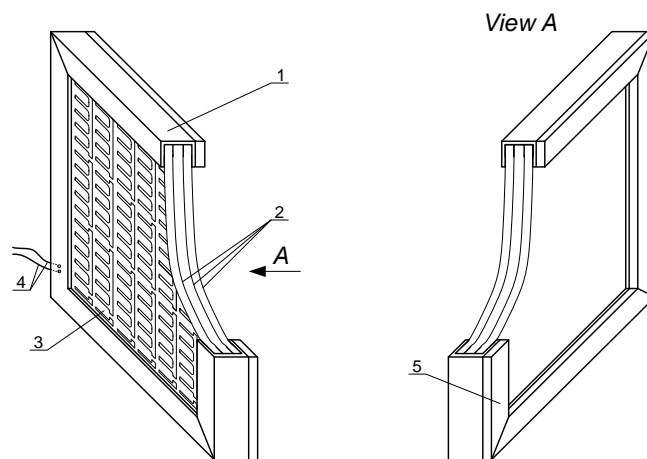
Авторами были разработаны и запатентованы конструкции окон с теплоотражающими экранами панельного типа, выполненные из металла, которые значительно снижают тепловые потери. Применение экранов целесообразно в тёмное время суток или в отсутствии людей. Экраны могут располагаться внутри помещения, снаружи или в межстекольном пространстве. Применение экранов не только снижает тепловые трансмиссионные потери, но и позволяет понизить температуру воздуха при «дежурном» режиме отопления.

В сертифицированной климатической камере АНО «Ивановостройиспытания» были проведены исследования по изучению влияния применения теплоотражающих экранов в окнах на повышение сопротивления теплопередаче окон и снижения тепловых потерь. В качестве контроля использовался двухкамерный стеклопакет формулой 4М1х10х4М1х10х4М1, а также стеклопакет формулой 4М1х10х4М1х10х4И с нанесением на стекло низкоэмиссионного покрытия. Исходя из полученных данных применение И-стекла (с низкоэмиссионным покрытием) дало увеличение сопротивления теплопередаче с  $0,47 \text{ м}^2\text{°C/Вт}$  до  $0,61 \text{ м}^2\text{°C/Вт}$  (на 29 %), а применение со стороны холодного отделения камеры дополнительно панели из двух металлических экранов, размещённых на расстоянии 10 мм друг от друга, повысило сопротивление до  $1,76 \text{ м}^2\text{°C/Вт}$ .

Авторами также была разработана и запатентована [1] конструкция панели из теплоотражающих экранов с применением с наружной стороны солнечной батареи. Использование солнечной батареи позволяет вырабатывать электрическую энергию, обеспечивающую не только автономную работу окна с теплоотражающими экранами, но и частично (или полностью) покрывающую электрическую нагрузку потребителя, а также, при больших объёмах генерации, подаваемую во внешнюю электрическую сеть, причём КПД преобразования солнечного света в электроэнергию достигает 20 %.

На рисунке приведен наружный ставень с четырьмя теплоотражающими экранами. Наружный ставень содержит раму 1, выполненную из пластикового материала, и теплоотражающие экраны 2, выполненные из алюминиевой фольги. Расстояние между соседними теплоотражающими экранами 2 может составлять от 5 до 10 мм. Наружные теплоотражающие экраны 2 выполнены из алюминиевого листа толщиной не менее 200 мк, для обеспечения надежности конструкции и целостности экранов, внутренние теплоотражающие экраны выполнены из алюминиевой фольги толщиной 7-15 мк. С наружной стороны ставень снабжен солнечной батареей 3, состоящей, например, из тонкопленочных фотоэлементов, которая подключается к контроллеру (или к модульному центру) при помощи токопроводов 4. По периметру рамы 1 со стороны закрываемого проёма закреплен уплотняющий шнур 5.

Наружный ставень устанавливают таким образом, чтобы в положении, когда проём закрыт, он плотно примыкал к наружной поверхности стены здания и обеспечивал исключение конвекции. Предусмотрено автоматическое (по средству электропривода) управление, обеспечивающее экономию времени на перемещение ставен при большом количестве окон, например, в производственных помещениях.



Многофункциональный энергоэффективный ставень

## III. ВЫВОДЫ

Была разработана и запатентована автоматизированная система регулирования теплоснабжения зданий с применением теплоотражающих экранов с солнечными панелями, которая поддерживает оптимальную (заданную или рассчитываемую) температуру в жилых или производственных помещениях, а также синхронизирует работу системы автономной генерации электрической энергии на основе применения солнечных панелей и внешних электрических сетей.

Получаем, что при применении окон с теплоотражающими экранами и солнечной батареей наблюдается тройной энергетический эффект: в отопительный период уменьшаются тепловые потери за счёт увеличения сопротивления окна, снижаются затраты теплоты на нагрев помещения за счёт понижения температуры воздуха внутри помещения, а также происходит выработка электрической энергии.

### Список литературы

- [1] Патент на полезную модель «Многофункциональный энергоэффективный ставень» №154163 от 15 сентября 2014 года. / В.М. Захаров, Н.Н. Смирнов, А.А. Яблоков, Д.А. Лапатеев, Ю.С. Колосова, Д.С. Трухин.

# Совершенствование системы управления охраной окружающей среды посредством разработки и внедрения системы поведенческих аудитов экологической безопасности

Е.Б. Исаева

Производственное отделение «Белорецкие электрические сети» ООО «Башкирэнерго»  
Белорецк, Республика Башкортостан, Россия  
belis\_07@mail.ru

Основной причиной негативного воздействия на окружающую природную среду является сам работающий человек, который, по тем или иным причинам, не соблюдает правила обеспечения экологической безопасности, нарушает нормальное течение трудового процесса и т.п. Следовательно, одним техническим путем проблема экологической безопасности не решается. Более того, с совершенствованием техники, повышением ее надежности и безопасности недостатки человеческого фактора становятся более заметными, ошибки человека приобретают все большую значимость.

Материалы и методы: наблюдение за поведением работников (природопользователей) во время выполнения ими производственного задания, за выполнением природоохранных требований в процессе производственной, хозяйственной и иной деятельности с последующей обучающей, мотивирующей беседой. Инновационным методом является разработка поведенческого аудита безопасности (ПАБ) на основе российского законодательства и международных стандартов в области управления: ГОСТ Р ИСО 19011-2012 «Руководящие указания по аудиту систем менеджмента», ИСО 19011:2011 «Руководство по аудиту систем менеджмента» и др.

Результаты: предотвращение и снижение негативного воздействия на окружающую природную среду и обеспечение экологической безопасности. На основании этих результатов следует планировать мероприятия по охране окружающей среды для сокращения количества нарушений по категориям. Выполнение плана проведения ПАБ и своевременность реализации корректирующих мер используются в качестве критериев оценки профессиональной деятельности для всех руководителей.

*Ключевые слова: производственный экологический контроль, аудит, критерии аудита, свидетельства аудита, поведенческий аудит безопасности.*

## Improving the system of management of preservation of the environment through the development and implementation of behavioral system security audits

E.B. Isaeva

Production division «Beloretsk electric networks» of LLC «Bashkirenergo»  
Beloretsk, Republic of Bashkortostan, Russia  
belis\_07@mail.ru

The main reason for the negative impact on the environment is the working people who, for one reason or another, fails to comply with the rules of environmental security, disrupts the normal flow of the work process, etc. Therefore, by one technical problem of ecological safety is not solved. Moreover, with the improvement of equipment, improving its reliability and security shortcomings of the human factor become more prominent, of human error are becoming increasingly important.

Materials and methods: the observation of the behavior of employees (stakeholders) during the implementation of their tasks, for the implementation of environmental requirements in the process of production, economic and other activities with subsequent training, motivating conversation. Innovative method is to develop a behavioral safety audit (BSA) on the basis of Russian legislation and international standards in the field of management: GOST R ISO 19011-2012 "Guidelines for auditing management systems", ISO 19011:2011 Guidelines for auditing management systems and other.

Results: preventing and reducing the negative impact on the environment and ensuring environmental safety. Based on these results, you should plan for the environment to reduce the number of violations by category. The implementation plan of the BSA and timely implementation of corrective measures are used as criteria for performance appraisal for all executives.

*Keywords: industrial environmental monitoring, audit criteria audit evidence audit, behavioral safety audit.*

## I. ВВЕДЕНИЕ

Основной причиной негативного воздействия на окружающую природную среду является сам работающий человек, который, по тем или иным причинам, не соблюдает правила обеспечения экологической безопасности, нарушает нормальное течение трудового процесса и т.п. Следовательно, одним техническим путем проблема экологической безопасности не решается. Более того, с совершенствованием техники, повышением ее надежности и безопасности недостатки человеческого фактора становятся более заметными, ошибки человека приобретают все большую значимость.

## II. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ НАРУШЕНИЯ И МЕТОДЫ АНАЛИЗА

В российских организациях идет постоянный поиск новых методов вовлечения работников в проверку состояния рабочих мест с целью повышения безопасности. Но, как правило, новые методы используются в тех организациях, которые активно используют зарубежный опыт или работают по западному менеджменту.

Кроме того, большинство нарушений на рабочих местах и участках происходит по организационным причинам – из-за ошибочных действий управленческого персонала или несовершенства инструкций, стандартов организации, положений и т.п., по которым персонал работает [2].

## III. ПРОБЛЕМЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТЬЮ

На уровне высшего руководства организаций инновационным методом является разработка систем управления экологической безопасностью на основе российского законодательства и международных стандартов в области управления, например: ГОСТ 12.0.230-2007 «Управление охраной труда. Общие требования», ILO-OSH 2001 Guidelines on occupational safety and health management systems (IDT); OHSAS 18001-2007 «Системы менеджмента безопасности труда – Требования», Occupational health and safety management systems – Requirements; ГОСТ Р 12.0.008-2009 «Системы управления охраной труда в организациях. Проверка (Аудит)»; ГОСТ Р ИСО 19011-2012 «Руководящие указания по аудиту систем менеджмента», ISO 19011:2011 Guidelines for auditing management systems и др.

Необходимо осуществлять непрерывное совершенствование системы управления охраной труда, промышленной безопасностью и экологией в соответствии с требованиями международных стандартов OHSAS 18001 и ISO 14001.

Одним из направлений повышения эффективности системы экологической безопасности является широкое внедрение такой процедуры, как оценка людей и их поведения при осуществлении деятельности на рабочих местах. Эта процедура называется поведенческим аудитом экологической безопасности, и методика ее проведения должна органично вписываться в СУОТ организации.

## IV. ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА

Поведенческий аудит охраны труда, промышленной, пожарной безопасности и охраны окружающей среды (по-

веденческий аудит безопасности, далее – ПАБ) – процесс, при котором группой по устранению рисков ведется наблюдение за поведением работников во время выполнения ими производственного задания с последующей обучающей, мотивирующей беседой с работниками, непосредственно участвующими в организации и ведении работ [3].

Надлежащее проведение аудитов экологической безопасности позволит достичь следующих целей:

- развитие приверженности руководителей всех уровней и работников к вопросам охраны труда, промышленной, экологической безопасности;
- вовлечение руководителей всех уровней и работников в процесс выявления рисков и управления ими;
- развитие и улучшение коммуникаций между руководителями и работниками по вопросам безопасности;
- обеспечение выполнения требований действующего законодательства, а также нормативно-локальных актов общества;
- повышение эффективности обучения в области экологической безопасности;
- мотивация руководителей и работников;
- повышение сознательного отношения работников к вопросам экологической безопасности, стимулирование безопасного поведения при выполнении производственных задач;
- реализация политики общества, направленной на отсутствие происшествий и аварий.

ПАБ направлен на выявление, предупреждение и предотвращение опасных действий и опасных условий.

Неотъемлемым условием поведенческого аудита безопасности является беседа с работником (работниками).

ПАБ должен быть запланированным и проводиться на регулярной основе. Составляется график проведения ПАБ. Периодичность проведения ПАБ устанавливается в зависимости от специфики производства, организационной структуры, результатов идентификации опасностей и оценки рисков.

Рекомендованный график проведения ПАБ:

- мастера участков – 1 раз в неделю;
- руководители структурных подразделений – 2 раза в месяц (1 – в своем подразделении, 1 – перекрестным методом);
- руководители высшего звена – 1 раз в месяц.

Утвержденный график направляется каждому руководителю структурной единицы подразделения, который несет ответственность за выполнение установленного графика.

Если в процессе проведения ПАБ руководитель ограничился только методом наблюдения, без вовлечения работника в беседу, этот процесс не может классифицироваться как проведенный ПАБ. По результатам проведенного ПАБ разрабатываются корректирующие и предупреждающие мероприятия/действия с указанием ответствен-

ных лиц и сроков выполнения, с последующим контролем исполнения в установленные сроки.

Исправление и остановка опасного действия/условия в процессе проведения поведенческого аудита безопасности должны быть немедленными, поскольку немедленное исправление и остановка снижает вероятность травм и иных негативных последствий, а мотивация безопасного действия/условия увеличивает вероятность повторения подобного безопасного поведения в будущем.

По всем проведенным ПАБ должна быть заполнена соответствующая форма отчета. Для этого используется бланк, приведенный в табл. I.

Таблица I. Бланк проведения ПАБ

№ п/п	Описание наблюдения/возможные последствия	Категории наблюдения	Вид
		Реакция работника	Безопасные/опасные условия
№ п/п	Корректирующие действия	Ф.И.О. ответственного	Срок исполнения
Комментарии работника			
	Подпись проводивших аудит		

Один из способов развить навыки наблюдения за действиями людей – использовать нижеприведенные категории, которым необходимо следовать при заполнении бланка ПАБ (табл. II).

Таблица II. КАТЕГОРИИ ПАБ

Категория	
Реакция работника (увидев аудитора, продолжает работу, чувствует неловкость, прекращает работу или начинает делать что-то другое и т.п.)	РР
Инструкции и правила (соблюдение, наличие, знание работником, соответствие выполняемой работе и т.п.)	ИП
Обращение с отходами (деятельность по сбору, накоплению, транспортированию, утилизации отходов)	ОО
Соответствие рабочего места экологическим требованиям безопасности (масляные пятна, ртутные лампы)	СРМ
Контроль замеров выбросов СО и СН от автотранспорта	ЗВ
Вид	
Безопасные условия (условия, которые соответствуют безопасному производству работ)	БУ
Опасные условия (условия на предприятии, которые могут привести к травме, аварии, инциденту)	ОУ
<b>Безопасные действия</b> (действия работника, позволяющие производить безопасно работы)	БД
<b>Опасные действия</b> (действия работника, которые могут привести к травме, аварии, инциденту)	ОД

## V. ПАРАМЕТРЫ АНАЛИЗА РЕЗУЛЬТАТОВ ПАБ

Данные необходимо анализировать для выявления следующих тенденций:

- выполнение графика аудита (%);
- количество руководителей, не участвующих или крайне редко участвующих в поведенческом аудите;
- % аудитов – безопасное поведение;
- % аудитов с опасными условиями.

Пример расчета коэффициентов:

- коэффициент опасных ситуаций на примере формулы (1):

$$\eta_1 = \sum OC/n, \quad (1)$$

где OC – опасные ситуации, составляющие сумму опасных действий и опасных условий; n – количество опрошенных работников;

- коэффициент соблюдения графика проводимых аудитов на примере формулы (2):

$$\eta_2 = (N_{a.п}/N_{a.з}) \cdot 100 \%, \quad (2)$$

где  $N_{a.п}$  – общее количество проведенных аудитов по графику;  $N_{a.з}$  – общее количество запланированных аудитов по графику.

На основании этих результатов следует планировать мероприятия по экологической безопасности для сокращения количества нарушений по категориям. Выполнение плана проведения ПАБ и своевременность реализации корректирующих мер используются в качестве критериев оценки профессиональной деятельности для всех руководителей.

## VI. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проблема человеческого фактора в обеспечении безопасности труда является приоритетной.

Профилактика неправильных трудовых действий или бездействий, ведущих к нарушениям экологической безопасности, должна основываться на глубоком и всестороннем анализе причин и условий их возникновения с учетом психологических аспектов.

В целом же профилактические мероприятия должны быть комплексными, системными, с широким внедрением поведенческого аудита, и выполнять их нужно общими усилиями не только соответствующих отделов, но и всего коллектива.

### Список литературы

- [1] Носкова О.Г. Психология труда: учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / под ред. Е.А. Климова. – 5-е изд., стер. – М.: Академия, 2009.
- [2] Френкин Р. Мотивация поведения: биологические, когнитивные и социальные аспекты. – 5-е изд. – СПб.: Питер, 2003.
- [3] OHSAS 18001:2007. Система менеджмента охраны здоровья и безопасности труда.

# Мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях

Н.А. Карджаубаев  
Новосибирский государственный технический университет  
Новосибирск, Россия  
kardnurik9090@mail.ru

С развитием распределительных электрических сетей, появлением в них активных элементов и формированием малых энергосистем возникла необходимость разработки новых технологий управления ими, которые позволили бы регулировать, например, напряжение, но не с помощью диспетчерского управления, как при централизованной системе регулирования, а на основе распределенных принципов мультиагентных систем.

Методом экспериментального исследования была проверена логика работы интеллектуальных регуляторов и эффективности предлагаемого мультиагентного регулирования напряжения в электрической сети на физической микромодели путем сравнения его результатов с результатами регулирования по традиционной технологии. Задачами исследования стали моделирование режимов сети при различных способах управления напряжением в сети, получение показателей эффективности этих способов.

Результаты исследования работоспособности и эффективности мультиагентного регулирования напряжения доказывают предпочтительность мультиагентного регулирования напряжения перед традиционными методами в распределительных сетях. Таким образом, возможность осуществлять режимы при компромиссе интересов, а также создание технологической основы для локальных рынков услуг по сети делает мультиагентное управление в современных условиях более привлекательным по сравнению с диспетчерским и автоматическим централизованным управлением.

По результатам физического моделирования можно сделать вывод, что все методы регулирования напряжения обеспечивают требуемый уровень напряжения на шинах электроприемников потребителей. Показатели качества мультиагентного регулирования напряжения превосходят показатели традиционных методов регулирования напряжения в распределительных сетях.

*Ключевые слова: распределительные электрические сети, мультиагентное регулирование напряжения, децентрализованное регулирование.*

## Multiagent voltage regulation in distribution line

N.A. Karjaubayev  
Novosibirsk State Technical University,  
Novosibirsk, Russian Federation  
kardnurik9090@mail.ru

With the development of electricity distribution networks appearance in their active elements and the formation of small power systems, need to develop new control techniques which allow you to regulation, such as voltage, but not by means of supervisory control as with the centralized control system, and based on the principle of distribution of multi-agent systems.

The method of experimental research was to verify logic of intelligent regulators and effectiveness of the proposed multiagent regulation in electric network voltage on the physical micromodel of by comparing its results with those of regulation by traditional technology. The objectives of the research - modeling of network modes for different methods of voltage control in a network, obtain performance of these methods.

Results of the research of working capacity and effectiveness of multiagent regulation voltage, proves prefer ability of multiagent regulation voltage over traditional methods in distribution networks. Thus, the ability to exercise modes the compromise of interests, as well as creating a technological basis for the local market of services on the network, making multiagent control in modern conditions more attractive in comparison with the dispatching and automatic centralized control.

According to the results of physical modeling, we can conclude that all voltage regulation methods provide the desired the voltage level of on the buses electroreceivers of consumers. Quality parameters of multiagent regulation voltage outperformed traditional methods of voltage regulation in distribution networks.

*Keywords: distribution electricity network, multiagent voltage regulation, decentralized control.*

## I. ВВЕДЕНИЕ

Одной из основных современных тенденций развития электроэнергетики является ее децентрализация с переходом к использованию электрогенераторов небольшой мощности, располагаемых в непосредственной близости к нагрузкам, а также децентрализации управления режимами, главным образом, в распределительных электрических сетях [1].

Современные электрические сети развиваются в соответствии с интересами потребителей электроэнергии, присоединяемой генерации, а также собственно сетевых компаний. Эти интересы часто являются противоречивыми. Так, сетевые компании заинтересованы в обеспечении максимального пропускания энергии как основной сетевой услуги, минимизации потерь электроэнергии при ее передаче при соблюдении требований к напряжению по безопасности и качеству. Потребители энергии заинтересованы в оптимальном качестве напряжения на шинах нагрузки, в том числе его стабильности. Включенная в сеть генерация заинтересована, помимо выдачи избыточных мощностей и энергии в сеть для ее продажи, в предоставлении коммерческих услуг по регулированию напряжения в своих локальных зонах сети [2]. Появление значительного потенциала регулирования напряжения помимо сетевых компаний у потребителей энергии и распределенной генерации, противоречивость их интересов вызывают необходимость в разработке новых концепций, методов и технических средств регулирования напряжения в электрической сети.

Перспективным направлением решения данной задачи является мультиагентное (распределенное) регулирование напряжения с помощью интеллектуальных регуляторов.

В работе представлено решение задачи регулирования напряжения в распределительных электрических сетях при противоречивости интересов по напряжению сетевых компаний, включенной в сеть генерации и потребителей электроэнергии. В качестве основного организационного принципа регулирования рассматривается децентрализованное регулирование, использующее локальные информацию и управляющие воздействия.

## II. КОНЦЕПЦИЯ МУЛЬТИАГЕНТНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Под мультиагентным регулированием понимается вся совокупность мер, принимаемых каждым из субъектов процесса (сетевой компанией, потребителем электроэнергии, генерацией) для достижения собственных целей в рамках единых принципов и правил, обеспечивающих компромиссный режим напряжения электрической сети [3].

Цели регулирования напряжения для всех участников процесса:

*Потребитель.* Оптимальное и стабильное напряжение на шинах электроприемников. Как правило, речь идет о номинальном или сниженном до 5 % напряжении:

$$\Delta U = U_i - U_{\text{жел}} \rightarrow \min. \quad (1)$$

Такое качество напряжения обеспечивает рациональное энергосбережение и минимальный износ оборудования. Эту задачу в настоящее время потребитель может решать самостоятельно, используя для поддержания же-

лаемого напряжения на питающих шинах нормализатора напряжения [4].

*Распределенная по сети генерация.* При отсутствии дополнительных коммерческих услуг – допустимое напряжение при минимуме потерь энергии, связанных с ее выработкой:

$$B_{\text{топл}}(U) \rightarrow \min. \quad (2)$$

При наличии локального рынка дополнительных услуг – поддержание востребованного стабильного напряжения в некоторых узлах прилегающего района сети [5], обеспечение допустимого режима напряжения в узлах прилегающего района  $U_i \in D$ , обеспечение минимальных потерь в сети прилегающего района  $\Delta P(U) \rightarrow \min$ :

$$\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (U_i - U_{\text{жел}})^2}{n}} \rightarrow \min. \quad (3)$$

*Сетевая компания.* Допустимость режима напряжения во всех узлах сети  $U_i \in D$ , качественное напряжение во всех узлах нагрузки, максимум пропускания электроэнергии при минимальных потерях в сети  $\Delta P(U) \rightarrow \min$ .

Сформулируем принципы осуществления мультиагентного регулирования напряжения с участием распределенной генерации и потребителей [6]:

- в нормальных режимах сети каждый субъект имеет право преследовать собственные цели регулирования, не создавая невозможности достижения целей другим субъектам;
- при нарушениях нормального режима сети поведение субъектов подчиняется цели предотвращения развития и ликвидации возникших нарушений;
- для достижения целей каждый субъект эффективно использует собственные средства регулирования напряжения и доступную локальную информацию о режиме сети.

## III. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МУЛЬТИАГЕНТНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ НА ФИЗИЧЕСКОЙ МИКРОМОДЕЛИ

Задачи исследования – моделирование режимов сети при различных способах управления напряжением в сети, получение показателей сравнительной эффективности этих способов.

Цель экспериментального исследования – проверка логики работы интеллектуальных регуляторов и эффективности предлагаемого мультиагентного регулирования напряжения в электрической сети на физической микромодели путем сравнения его результатов с результатами регулирования по традиционной технологии.

Для исследования эффективности мультиагентного регулирования напряжения использована существующая в лаборатории физическая микромодель электроэнергетической системы (МЭС) Новосибирского государственного технического университета.

МЭС оснащена модельным агрегатом в составе синхронного генератора и модели турбины, повышающего



трансформатора, моделей трех высоковольтных линий и подстанций с различной нагрузкой, подключаемой к линиям через трансформатор с РПН. Турбина моделируется асинхронным двигателем с частотным приводом. Параметры оборудования приведены ниже.

*Синхронный генератор* (СГ) имеет номинальное напряжения  $U_{ном} = 220$  В и мощность  $P_{ном} = 100$  Вт. Основные параметры генератора:  $X_d = 1,07$  о.е.,  $X'_d = 0,25$  о.е.,  $R_{ст} = 0,06$  о.е.,  $T_d = 0,06$  с,  $I_f = 1$  А,  $n = 3000$  об/мин.

*Повышающий трансформатор генератора* моделируется активным и индуктивным сопротивлениями  $R_{ТГ} = 1,08$  Ом,  $X_{ТГ} = 17,5$  Ом,  $K_{ТГ} = 1$ .

*Три линии электропередачи:* ВЛ1, ВЛ2, ВЛ3, моделирующие воздушные линии напряжением 110 кВ, представлены П-образными схемами с параметрами:  $R_{л} = 16$  Ом,  $X_{л} = 32$  Ом,  $C_{л} = 0,5$  мкФ по концам линии.

*Трансформатор* имеет:  $S_{ном} = 100$  В · А,  $U_n = 220$  В,  $X = 17,5$  Ом,  $R = 1$  Ом, имеет РПН:  $\pm 6 \times 1,5$  %.

*Нагрузка:*  $X_p = 900$  Ом,  $S_{Ад} = 80$  В · А,  $C = 1 \div 4$  мкФ.

На рис. 1 представлена схема сети с обозначенными узлами регулирования напряжения и контролируруемыми районами.

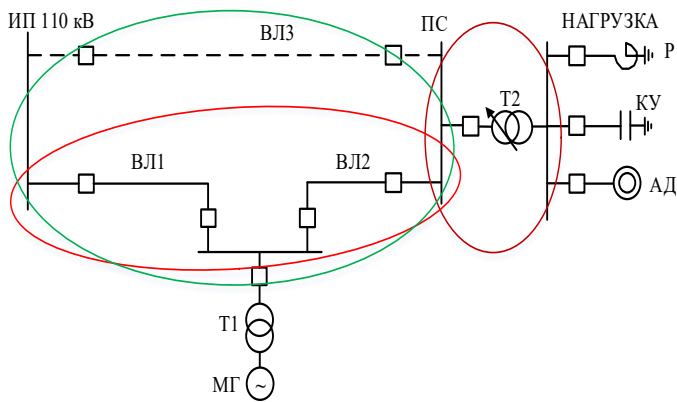


Рис. 1. Электрическая схема исследуемой сети (при отключенной ВЛ3 – цепочная схема; при включенной ВЛ3 – кольцевая)

Характерный график изменения нагрузки в моделируемой схеме электрической сети, представленный на рис. 1, задается по рис. 2.

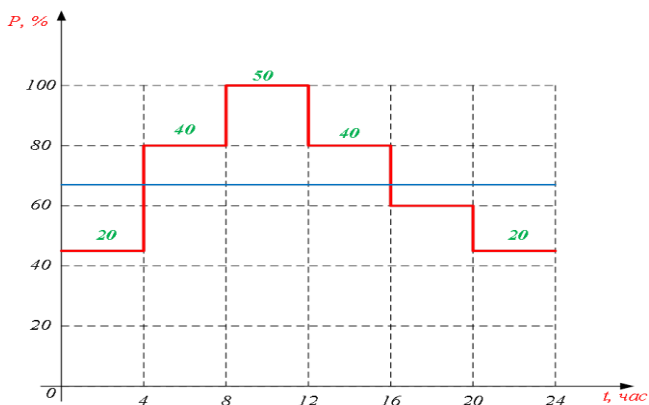


Рис. 2. Заданный график нагрузки (изменение нагрузки моделируется двигателем с регулируемым моментом)

По результатам опытов было определено среднеквадратическое отклонение напряжения от желаемого значения:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (U_i - U_{жел})^2}{n}}, \quad (4)$$

где  $U_i$  – значение напряжения в  $i$ -м режиме;  $U_{жел}$  – желаемое напряжение потребителя.

Также определялось максимальное отклонение напряжения от номинального:

$$\delta = \frac{U_i - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100 \%. \quad (5)$$

Результаты исследования работоспособности мультиагентного регулирования, представленные в таблице, показывают превосходство мультиагентного регулирования перед традиционным в распределительных электрических сетях.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ (ПО ОТКЛОНЕНИЮ НАПРЯЖЕНИЯ ОТ ЖЕЛАЕМЫХ И НОРМИРУЕМЫХ ЗНАЧЕНИЙ)

№	Вид регулирования напряжения $U$	Потери мощности в сети		Среднеквадратическое отклонение $U$ от желаемого		Максимальное отклонение $U$ от номинального	
		$\Delta P_{1\%}, \%$	$\Delta P_{2\%}, \%$	$\sigma_{1\%}^2, \text{о.е.}$	$\sigma_{2\%}^2, \text{о.е.}$	$\delta_{1\%}^{max}, \%$	$\delta_{2\%}^{max}, \%$
1	При $U_{ш} = \text{const}$	6,2	4,54	0,01	0,01	3,83	5,1
2	$U_{ш} = \text{const}$ , регул. на ПС с помощью $P$ и БСК	4,56	3	0	0	5,3	5,3
3	МАР в интересах потребителя	5,2	3,65	0	0	5,3	5,3
4	МАР в интересах СК ( $\Delta P_{\Sigma} \rightarrow \text{min}$ )	2,37	2,11	0,054	0,153	1,52	5

Примечание: 1\* – при отключенной ВЛ3; 2\* – при включенной ВЛ3.

#### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По полученным результатам можно сделать вывод, что все методы регулирования напряжения обеспечивают требуемый уровень напряжения на шинах электроприемников потребителей. Показатели качества мультиагентного регулирования напряжения превосходят показатели традиционных методов регулирования напряжения. Недостатком централизованного регулирования является то, что система не работает в реальном времени, поэтому возникают повышенные отклонения напряжения от желаемых значений, о чем свидетельствуют повышенные значения среднеквадратического и максимального отклонений.

С развитием распределенной генерации в сети могут возникать пересечения или наложения районов регулирования разных источников реактивной мощности, и сеть становится многосвязной [7]. На рис. 3 представлена схема субъектов в электрической сети, их район регулирования и необходимость координации между собой.

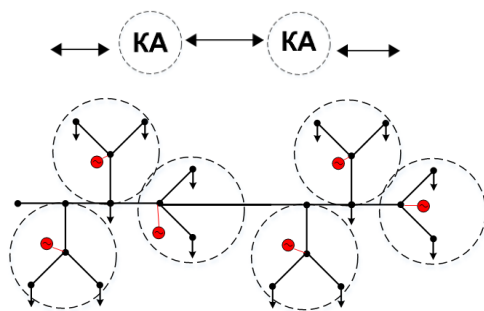


Рис. 3. Координация в многосвязных электрических сетях

В работе было исследовано мультиагентное регулирование в электрических сетях в основном радиальной структуры. Необходимость координации агентов исключена применением общей базы правил и контролем режима прилегающего района.

В многосвязных структурах сети этого недостаточно, необходима координация агентов (локальных регуляторов). Для этого необходимо разработать и исследовать способы координации, использующие минимальный обмен информацией между агентами.

#### Список литературы

[1] Кучеров Ю.Н. Подходы к оценке возможности обеспечения надежного электроснабжения потребителей за счет строительства объектов распределенной генерации /

Ю.Н. Кучеров, П.В. Илюшин // Электро. – 2014. – № 5. – С. 2–7.

- [2] Илюшин П.В. Возможность обеспечения надежного электроснабжения потребителей от объектов распределенной генерации [Электрон. ресурс] / П.В. Илюшин. URL: [www.cigre.ru/research\\_committees/ik\\_rus/c6\\_rus/base/Foto\\_2015\\_03\\_27/4\\_IlyshinPV.pdf](http://www.cigre.ru/research_committees/ik_rus/c6_rus/base/Foto_2015_03_27/4_IlyshinPV.pdf).
- [3] Пат. 2561945, МПК Н 02 3/12. Способ регулирования напряжения узла электрической сети и узлов, прилегающих к нему / С.Т. Исмоилов, А.Г. Фишов; НГТУ. – № 2014118182; заявл. 05.05.14; опубл. 10.09.15, Бюл. № 25. – 7 с. Дополнительно: приоритет от 05.05.14, выдавшая страна: РФ.
- [4] Фишов А.Г., Денисов В.В., Кобец Б.Б. Способ регулирования напряжения узла электрической сети. – № 3937357; заявл. 01.08.85; опубл. 08.10.88, Бюл. № 5. – 4 с.
- [5] Илюшин П.В. Проблемные технические вопросы работы объектов распределенной генерации в составе энергосистемы и подходы к их решению / П.В. Илюшин // Энергоэксперт. – 2015. – № 1. – С. 58–62.
- [6] Исмоилов С.Т., Труфакин С.С., Фишов А.Г. Мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях с распределенной генерацией и активными потребителями // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: 4-я Междунар. науч.-техн. конф., Екатеринбург, 3–7 июня 2013 г.: аннотации докладов. – Екатеринбург, 2013. – С. 99–100.
- [7] Pecas Lopes J.A. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities / J.A. Pecas Lopes, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic, N. Jenkins // Electric Power Systems Research. – 2007. – Vol. 77. – Pp. 1189–1203.

# Исследование целесообразности внедрения ветроэнергетических установок (ВЭУ) в локальную энергосистему о. Попова

Н.Д. Карпов, Д.А. Чернов, Г.В. Дерюгина  
ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет “МЭИ”»  
Москва, Россия  
nikit47@list.ru

Энергоснабжение в децентрализованных районах, к которым относится рассматриваемый объект о. Попова (Владивостокский городской округ, Приморский край), в настоящий момент осуществляется за счет дизель-генераторных установок. Основными проблемами дизель-генераторных установок являются: дороговизна дизельного топлива, экологический ущерб от выбросов и шумов, а также недолгий срок службы при неправильной эксплуатации. В данной работе предлагаются меры для снижения затрат на дорогое дизельное топливо за счет внедрения ветроэлектрических установок (ВЭУ) в существующую систему электроснабжения о. Попова.

*Ключевые слова:* локальные энергосистемы, ветроэлектрические установки, дизель-генераторные установки, энергоэффективность.

## Feasibility study for wind turbines (WTG) integration into the existing local energy system of Popov Island

N.D. Karpov, D.A. Chernov, G.V. Derugina  
National Research University “Moscow Power Engineering Institute”  
Moscow, Russia  
nikit47@list.ru

Power supply of decentralized regions, including the object on the Popov Island (Vladivostok city district), is currently provided by diesel generators. The main problems of diesel generators are: the high cost of diesel fuel, the environmental damage caused by exhausts and noise, and short lifetime due to improper operation. This paper suggests measures to reduce fuel costs by integration of wind power generators into existing electric power system of the Popov Island.

*Keywords:* local electric power system, wind power generators, diesel generators, energy efficiency.

### I. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ЛОКАЛЬНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ (ЛЭС)

Остров Попова на сегодняшний день не имеет централизованного электроснабжения от энергосистемы. Существующая система электроснабжения о. Попова представлена двумя дизель-генераторами мощностью 800 кВт марки ДГ-72, один из которых является резервным. Дизельная электростанция (ДЭС) расположена в здании бывшего рыбокомбината и принадлежит МУПВ «Владивостокское предприятие электрических сетей» [1]. Теплоснабжение капитальных зданий поселков осуществляется от бывших производственных котельных или от собственных котельных. Остальная застройка имеет печное отопление. Энергетическое оборудование установлено в 1990 – 1991 г.

На 2013 г. выработка ДЭС составила 3703 МВт·ч/г. Годовой расход топлива ДЭС составил 929 т. Имеется тенденция к росту выработанной электроэнергии (в среднем увеличение выработки на 2 % в год при увеличении расхода топлива на ДЭС в среднем на 9,8 %). На 2016 г.

тариф на электроэнергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей по одноставочному тарифу составил 2,7 руб./кВтч. Тарифы на электроэнергию, производимой ДЭС, при тех же условиях составляют 16,79 руб./кВтч, т.е. тариф для потребителей установлен ниже его экономически обоснованного уровня [2]. Строительство ветроэлектрической станции (ВЭС) позволит сократить топливные издержки, что приведет к снижению себестоимости производства электроэнергии.

### II. АНАЛИЗ ВЕТРОВЫХ РЕСУРСОВ В РАЙОНЕ О. ПОПОВА

Анализ ветровых ресурсов в районе о. Попова производился по трем информационным источникам: метеостанции (МС)-аналога с сайта «Расписание погоды», данных Synop (информация по наземным МС, доступная с 1999 г.) из программы WindPro, а также по данным ветроизмерительного комплекса (ВИК), установленного на о. Попова с июня 2009 г. по май 2010 г. На основе расчетов по трем информационным источникам делается сравнительный анализ полученных данных и выбирается единственный источник для дальнейших расчетов.

Выбор МС-аналога осуществляется по следующим критериям: удаление МС от предполагаемой площадки ВЭС; идентичность рельефа местности на площадках МС и ВЭС; несущественное расхождение классов открытости площадок МС и ВЭС. В качестве МС-аналога была выбрана метеостанция в г. Владивосток, которая расположена в центральной части города на высоте 180 м над уровнем моря и на расстоянии 20 км от о. Попова. Расчет основных статистических характеристик ветра [3] на о. Попова по данным МС-аналога проводился по ряду наблюдений шестичасовых значений скорости ветра за характерный 2009 г. на высоте 10 м по данным сайта «Расписание погоды» [4]. Основные статистические характеристики ветра на о. Попова представлены в табл. I. Расчет ветровых ресурсов по программе WindPro показал схожесть результатов с МС-аналогом.

Мачта ВИК оборудована анемометрами на высотах 40, 50, 60 м (по 2 анемометра на каждой высоте для обеспечения надежности измерения данных). Для моделирования вертикального профиля ветра был осуществлен пересчет скорости ветра с высоты 50 м на высоту 10 м в соответствии со степенным законом:

$$\frac{V^{h_2}}{V^{h_1}} = \left( \frac{h_2}{h_1} \right)^m, \quad (1)$$

где  $V^{h_1}$  и  $V^{h_2}$  – скорость ветра на высоте  $h_1$  и  $h_2$  соответственно;  $m$  – показатель степени, зависящий от скорости ветра, рельефа местности, стратификации атмосферы и т.д., который был получен по данным на высотах 40 и 50 м.

Таблица I. Основные статистические характеристики ветра на о. Попова

Параметр	Значение
Среднегодовая скорость ветра, м/с	5,7
Среднеквадратичное отклонение скорости ветра, о.е.	3,1
Коэффициент вариации ветра, о.е.	0,5
Максимальная скорость ветра, м/с	25
Среднегодовая удельная энергия, кВтч/м <sup>2</sup>	1936,8
Среднегодовая удельная мощность, Вт/м <sup>2</sup>	221,1

Поскольку средний уровень скорости ветра на площадках МС и ВИК неодинаков, то сравнивать следует нормированные в соответствии с (2) значения скорости ветра  $K_l^V$ :

$$K_l^V = \bar{V}_l / \bar{V}_0, \quad (2)$$

где  $l$  – порядковый номер месяца;  $\bar{V}_l$  – среднемесячные значения скорости ветра на площадке;  $\bar{V}_0$  – среднегодовая скорость ветра на площадке.

Из рис. 1 видно, что данные МС сопоставимы с данными ВИК, за исключением декабря 2009 г. и февраля 2010 г. Год наблюдений на ВИК совпадает с характерным годом на МС-аналоге, поэтому считаем данные ВИК в качестве характерного года. Следовательно, из вышеперечисленных факторов, для дальнейших расчетов используются фактические данные ВИК.

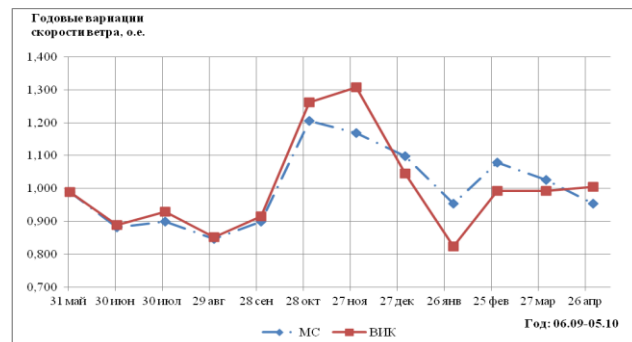


Рис. 1. Годовые вариации скорости ветра в о.е. на площадках ВИК и МС с июня 2009 г. по май 2010 г.

### III. ВЫБОР ПЛОЩАДОК ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ВЭС

При выборе площадки под размещение ВЭС должны учитываться следующие факторы [5]:

- качество ветроэнергетического ресурса, которое зависит от рельефа местности, её шероховатости, наличия и прогноза появления препятствий для ветрового потока, уровня турбулентности и пр.;
- физические особенности участка (тип грунта, расстояние до существующей ДЭС, транспортная доступность и т.д.);
- наличие свободной площади;
- экологические ограничения;
- прочие ограничения (авиация, линии связи, охранные зоны, памятники культуры и археологии, подземные коммуникации и т.д.).

На основании данных ветроизмерений, цифровых карт рельефа и шероховатости местности с помощью специализированного программного обеспечения WindPro и WAsP были рассчитаны карты ветроэнергетического ресурса на высотах предполагаемых ветроэнергетических установок (ВЭУ), 40 и 50 м над уровнем земли, для области планируемого размещения ВЭС на о. Попова.

При расчете карты ветроэнергетического ресурса с помощью модели WAsP использовались следующие исходные данные:

- цифровая векторная карта рельефа местности SRTM с шагом горизонтали 20 м для области размещения ВЭС и ее окрестностей;
- карта шероховатости местности, оцифрованная вручную и переведенная в формат карты шероховатостей для WAsP. В качестве основы для создания карты шероховатости площадки были использованы топографические карты масштаба 1:250 000;
- метеоданные ВИК, измеренные на высоте 40 и 50 м в период с 29.05.2009 по 28.05.2010.

При изучении полученных карт по критерию максимального ветроэнергетического потенциала было предварительно выбрано 4 площадки, на которых строительство ВЭС наиболее перспективно (рис. 2). Расположение площадки под строительство ВЭС, их удаление от ВИК и интенсивность ветроэнергетических ресурсов представлены в табл. II.

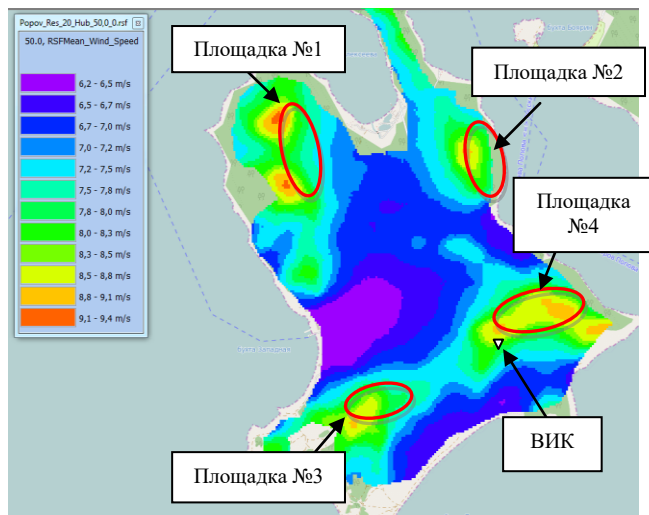


Рис. 2. Карта ветроэнергетического ресурса, рассчитанная на высоте 50 м над уровнем земли

Таблица II. ХАРАКТЕРИСТИКИ НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПЛОЩАДОК ДЛЯ УСТАНОВКИ ВЭУ

№ площадки	Удаление от ВИК, км	Средне-мног. скорость ветра на высоте 50 м, м/с	Уд. мощность ветрового потока на высоте 50 м, кВт/м <sup>2</sup> /год	«Свободная» площадь под размещение ВЭС, км <sup>2</sup>
1	2,55	8,7	8300	0,45
2	2,4	8,5	7800	0,29
3	1,03	8,5	7300	0,32
4	0,5	8,6	7500	0,28

На основе проведенного анализа была выбрана площадка № 4. Расчет показал, что на данной площадке можно разместить необходимое количество ВЭУ, выбор которых производится в пункте IV.

#### IV. ВЫБОР МОДЕЛЕЙ ВЭУ

На первом этапе выбора ВЭУ в качестве основных технических требований следует учитывать: единичную номинальную мощность ВЭУ с учетом возможности транспортировки и монтажа, класс ВЭУ в соответствии с ГОСТ Р 54435–2011, климатическое исполнение в соответствии с ГОСТ Р 51991–2002.

Единичная номинальная мощность ВЭУ в локальных энергосистемах выбирается на основании предварительного анализа данных по минимальным, средним и пиковым нагрузкам потребителя, также оценивается транспортная доступность и возможность монтажа.

При проектировании ВЭС, добавляемой в локальную энергосистему о. Попова, предварительно были выбраны 60 моделей ВЭУ с единичной мощностью от 100 до 330 кВт УХЛ исполнения, из которых были оставлены 7 моделей, имеющих данные о мощностной характеристике и классе ВЭУ. Основные параметры данных выбранных моделей ВЭУ представлены в табл. III.

В соответствии с ГОСТ Р 54418.1–2012 был проведен расчет экстремальной скорости ветра за период 50 лет, а также была определена степень интенсивности турбу-

лентности. В результате расчета была выявлена возможность использования ВЭУ любого класса по экстремальной скорости ветра, а по степени турбулентности необходимо использовать ВЭУ класса А.

Таблица III. МОДЕЛИ ВЭУ

Производитель	Модель	Мощность, кВт	Диаметр ротора, м	Класс ВЭУ
Aeronautica	AW29-225	225	29	I-II
Norwin	29-STALL-225	225	29	II-III
Wind Energy Solutions	WES250	250	39	IIA
Vestas	V29	225	27	IIA
Enercon	E33/330	330	33.4	IA, IIA
Komai	KWT33-300-42	300	33	IIA
NPS	NPS 100C-21	100	37	IA-IIA

Окончательный выбор модели ВЭУ на предполагаемой площадке ВЭС производится после проведения технико-экономического обоснования. При рассмотрении большого количества вариантов ВЭУ можно провести их сокращение по критерию энергоэффективности – максимальному значению коэффициента использования установленной мощности ВЭУ  $k_{ВЭУ}^{исп}$ , о.е.:

$$k_{ВЭУ}^{исп} = \frac{\mathcal{E}_{ВЭУ}^{год}}{N_{ВЭУ}^{уст} \cdot 8760}, \quad (3)$$

где  $\mathcal{E}_{ВЭУ}^{год}$  – годовая выработка энергии ВЭУ.

Также в качестве критерия энергоэффективности может быть рассмотрен показатель удельной энергии с единицы ометаемой площади согласно ГОСТ Р 51991–2002:

$$\mathcal{E}_{ВЭУ}^{уд} = \frac{\mathcal{E}_{ВЭУ}^{год}}{F_{вк}}, \quad (4)$$

где  $F_{вк}$  – ометаемая площадь ветроколеса, которая для крыльчатых ВЭУ определяется по формуле:

$$F_{вк} = \frac{\pi \cdot D_{вк}^2}{4}. \quad (5)$$

Результаты расчетов критериев энергоэффективности по отобранным моделям изолированно работающих ВЭУ представлены в табл. IV.

Для дальнейших расчетов по критериям энергоэффективности были выбраны следующие фирмы производители ВЭУ: Komai, Enercon, Vestas, NPS.

#### V. РАСЧЕТ БАЛАНСА МОЩНОСТИ ЛЭС

Для выбора типа и числа установок ВЭУ с учетом критериев финансово-экономической эффективности производят оценку баланса электрической мощности энергосистемы. Расчет проводится для периода  $T = 1$  г., расчетный интервал времени –  $t = 10$  мин. В случае возможности

Таблица IV. Коэффициент использования установленной мощности ВЭУ

Производитель	Модель	Мощность, кВт	Кэфф. использования, о.е.	Удельная энергия, кВтч/м <sup>2</sup>
Aeronautica	AW29-225	225	0,19	574,9
Norwin	29-STALL-225	225	0,16	474,3
Wind Energy Solutions	WES250	250	0,19	577,9
Vestas	V29	225	0,25	733,4
Enercon	E33/330	330	0,25	831,4
Komai	KWT33-300-42	300	0,22	571,7
NPS	NPS 100C-21	100	0,23	198,7

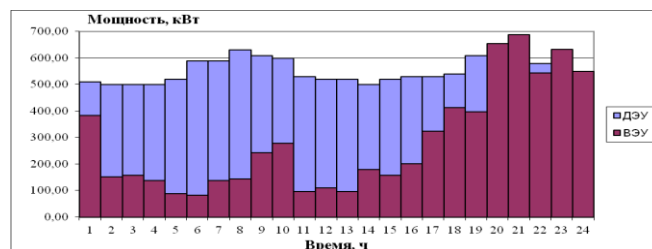


Рис. 3. Баланс мощности за зимние сутки для компоновки ВЭС моделями NPS (9 ВЭУ)

В качестве примера на рис. 3 приведен суточный баланс мощности за зимние сутки для компоновки ВЭС моделями ВЭУ NPS (9 ВЭУ).

обеспечения электроэнергией автономного потребителя только от ВЭС, ДЭС выводится из работы полностью, и энергоснабжение осуществляется только за счет ВЭС. В периоды невозможности энергоснабжения за счет ВЭС (слабый ветер или его отсутствие) обеспечение потребителей электроэнергией происходит за счет ДЭС. В остальные интервалы времени проводится оптимизация работы между ВЭС и ДЭС с учетом возможных ограничений по допустимой минимальной и максимальной нагрузке и времени работы ДЭС.

Уравнение баланса мощности ЛЭС, состоящей из ВЭС, ДЭС и потребителей электроэнергии, в любой момент  $t$  представляется в виде условия (6):

$$P_{ав.п}(t) \leq N_{ВЭС}(t) + N_{ДЭС}(t) - \Delta N_{с.п}(t) - \Delta N_{пот}(t), \quad (6)$$

где  $t$ , мин – номер минут, интервал равен 10 мин.;  $P_{ав.п}(t)$  – общая потребность автономного потребителя в электрической мощности в  $t$ -ую минуту;  $\Delta N_{пот}(t)$  – значение потерь мощности;  $N_{ВЭС}(t)$ ,  $N_{ДЭС}(t)$  – выдача электрической мощности для автономного потребителя от ВЭС и ДЭС соответственно;  $\Delta N_{с.п}(t)$  – мощность, необходимая собственным нуждам (СН) ВЭС и ДЭС.

Окончательный выбор варианта модели ВЭУ и их количества в составе ВЭС выбирается на основе технико-экономического анализа, также следует учитывать возможности транспортировки и монтажа. Данные вопросы в данной работе не рассматривались. Выбор моделей ВЭУ осуществлялся по критерию энергоэффективности среди рассматриваемых моделей с одинаковой высотой башни. При выборе количества ВЭУ в составе ВЭС принималось допущение, что доля свободной энергии не должна превышать 5 %.

На основе расчета баланса мощности для различного количества ВЭУ были определены: годовая выработка ВЭС и ДЭС ( $\mathcal{E}_{ВЭС}$  и  $\mathcal{E}_{ДЭС}$  соответственно); годовой расход топлива ( $B$ ); доля свободной энергии ( $\mathcal{E}_{св}$ ); экономия топлива по сравнению с отсутствием ВЭС ( $\Delta B$ ) (см. табл. V).

Таблица V. РЕЗУЛЬТАТ РАСЧЕТА БАЛАНСА МОЩНОСТИ

Кол-во ВЭУ $n$ , шт	Komai		NPS		Enercon		Vestas	
	3	4	8	9	2	3	3	4
$N_{уст}^{ВЭС}$ , кВт	300	300	100	100	330	330	225	225
$\mathcal{E}_{ВЭС}$ , МВтч/г.	1441	1637	1365	1455	1422	1787	1355	1595
Доля ВЭС, %	36,3	41,2	34,4	36,6	35,8	45,0	34,1	40,1
$\mathcal{E}_{ДЭС}$ , МВтч/г.	2725	2539	2682	2590	2734	2423	2746	2525
$K_{исп}^{ВЭС}$ , %	0,18	0,16	0,19	0,18	0,25	0,21	0,23	0,20
$B$ , т/г.	608	567	598	578	610	541	613	564
$\mathcal{E}_{св}$ , %	3,4	3,7	0,4	0,4	3,1	4,6	1,7	2,3
$\Delta B$ , т/год	208	249	217	238	206	275	203	252

В результате расчета была выявлена целесообразность использования для высоты 40 м ВЭУ модели NPS в количестве 9 штук, а для высоты 50 м – модели Enercon в количестве 3 штук. Внедрение ВЭС в состав существующей ЛЭС позволит снизить расход топлива на ДЭС на 35-45 %.

### Список литературы

- [1] Генеральный план развития Владивостокского городского округа до 2025 г. – URL: [http://www.vlc.ru/life\\_city/architecture\\_and\\_construction/general\\_plan/](http://www.vlc.ru/life_city/architecture_and_construction/general_plan/).
- [2] Муниципальное унитарное предприятие города Владивостока «Владивостокское предприятие электрических сетей». – URL: <http://www.vpes.ru/>.
- [3] Дерюгина Г.В., Малинин Н.К., Пугачев Р.В., Шестопалова Т.А. Основные характеристики ветра. Ресурсы ветра и методы их расчета: учебное пособие. – М.: МЭИ, 2012.
- [4] Расписание погоды: российский метеорологический сайт [Электронный ресурс]. – URL: <http://rp5.ru>.
- [5] Ветровые турбины. Основные положения, технические решения, практические применения, экономические аспекты / Эрик Хау. – Берлин: Спринглер-Верлаг, 2006.

# Анализ зарубежного опыта энергоснабжения субарктических территорий

В.В. Клименко, Е.В. Касилова, А.Г. Терешин  
ФГБОУ ВО НИУ «Московский энергетический институт»  
Москва, Россия  
e.v.kasilova@gmail.com

Технологии возобновляемой энергетики позволяют обеспечить децентрализованное энергоснабжение при снижении вредных воздействий на окружающую среду. Указанные особенности определяют привлекательность возобновляемых источников для субполярных территорий с хрупкостью их экосистем и высокой долей изолированных потребителей. Из-за организационных и технических трудностей целесообразность широкого внедрения возобновляемых источников в северных регионах до сих пор остается под вопросом. В работе рассмотрена история развития энергосистем в субполярных регионах мира (Аляска, северные провинции Канады, Гренландия, Исландия, Скандинавские страны) и проведено их сопоставление по природно-климатическим условиям с арктическими регионами России. На основе данных национальных статистических ведомств выполнен анализ сложившейся структуры энергоснабжения. Определены основные технологии, используемые для электро- и теплоснабжения, выявлены основные проблемы развития энергосистем, показана связь этих трудностей с природно-климатическими и социально-экономическими условиями.

*Ключевые слова: децентрализованное энергоснабжение, возобновляемые источники, энергосистемы.*

## Analysis of trends of energy supply and demand on subarctic areas

V.V. Klimenko, E.V. Kasilova, A.G. Tereshin  
National Research University «Moscow Power Engineering Institute»  
Moscow, Russia  
e.v.kasilova@gmail.com

Technologies of renewable power may be effectively used for decentralized power supply with minimizing impacts on the environment. Due to that fact renewable power sources are very attractive for applications on ecologically fragile subarctic areas with a high rate of remote consumers. Nevertheless, suitability of renewable power for applications in subarctic regions is still under discussions due to numerous technical challenges. Analysis of power and heating supply statistics was done for subarctic regions (Alaska, Northern Canada, Greenland, Iceland, and Scandinavia). History of energy systems was considered for the regions of interest. Comparison of natural and climatic conditions was done between the considered regions and Russian Arctic territory during the last century. The main challenges for subarctic energy systems development were identified. Connection was found between these challenges and natural, climatic and socio-economic conditions in the regions. Analysis of development dynamics of the energy systems was done. Main technologies being implemented currently for heat and power supply in north regions were specified.

*Keywords: decentralized power supply, renewable power sources, energy systems.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Технологии энергоснабжения непрерывно совершенствуются, обеспечивая развитие цивилизации на протяжении всей истории человечества [1]. В последние десятилетия в обществе резко возрос интерес к возобновляемой энергетике. В условиях экологических ограничений и конкуренции с другими технологиями электроэнергетики чрезвычайно остро стоит вопрос, какое место должны занять эти технологии в энергосистемах.

Субарктические территории с большим количеством изолированных потребителей представляют собой идеальный полигон для демонстрации потенциала возобновляемой энергетики. В настоящей работе выполнен анализ

современного состояния энергоснабжений зарубежных субарктических территорий с точки зрения используемых энергоресурсов, применяемых технологий и пространственной структуры энергосистем. Были использованы данные национальных статистических и энергетических ведомств.

### II. СЕВЕРНАЯ АМЕРИКА

#### A. Канада

Обширная территория Канады отличается огромным разнообразием природных условий: от прерий на юго-западе до арктических пустынь на севере. В южных районах страны климат умеренный, на севере климатические

условия обнаруживают некоторое сходство с северными областями России [2, 3].

Канада обладает огромными запасами ископаемых топлив. Здесь находятся и активно разрабатываются крупные месторождения угля, нефти, природного газа и урана. По объему экспорта энергоресурсов Канада занимает одно из ведущих мест в мире. В выработке электроэнергии самой Канады доля ископаемых топлив составляет только 20 %. Основная доля электроэнергии, около 60 %, вырабатывается на гидроэлектростанциях (ГЭС).

Природные ресурсы распределены по обширной территории Канады неравномерно, что приводит к резким различиям между энергосистемами различных провинций [4].

Энергоснабжение трех самых северных канадских территорий – Юкона, Нунавута и Северо-Западных Территорий – разительно отличается от остальной части страны [5]. Практически всё топливо на эти территории доставляется из южных провинций, что составляет столь же сложную логистическую задачу, как и «северный завоз» в России. Это связано с особенностями заселения и транспортной структуры: на северных территориях Канады около 100 тысяч человек населения рассредоточено по территории около 3,5 миллионов квадратных километров, и до некоторых населенных пунктов можно добраться только по воздуху. В Нунавуте вообще нет постоянных шоссе. Основная часть грузов на Север Канады доставляется водным путем в течение короткого судоходного сезона.

В северных областях Канады природный газ добывается только на Северо-Западных Территориях. Основную роль в электроснабжении Северо-Западных Территорий играют ГЭС и ДЭС (дизель-электростанции), вклад которых в выработку сопоставим; кроме того, используются газотурбинные электростанции на местном природном газе.

В Юконе около 90 % электроэнергии вырабатывается на ГЭС; а оставшаяся часть – на дизельных и ветровых электростанциях. Часть населения Юкона живет в отдельных, удаленных друг от друга поселках, которые снабжаются электроэнергией от дизельных электростанций.

В Нунавуте вся электроэнергия производится на ДЭС из привозного дизельного топлива. Сложности с энергоснабжением сочетаются здесь с социально-экономическими проблемами: недостаток жилья, строительство которого стоит дорого в первую очередь из-за необходимости обеспечить дополнительное электроснабжение; трудности с получением населением среднего образования и самый высокий уровень безработицы в стране.

### В. Аляска

Аляска по природно-климатическим условиям обнаруживает значительное сходство с Восточной Сибирью.

Северная часть штата – это зона арктической тундры; здесь очень холодные зимы и короткое, холодное лето. В центральной области климат субарктический, с холодной зимой и коротким, прохладным летом. Значения среднегодовых температур в этой области имеют сходство с Чукоткой и южным побережьем Карского моря. На юге, на Алеутских островах и в заливе Кука, умеренный морской климат, напоминающий климат Камчатки. На крайнем

юго-востоке штата климат умеренный и достаточно мягкий, имеющий сходство с климатом Приморского края России [2, 3].

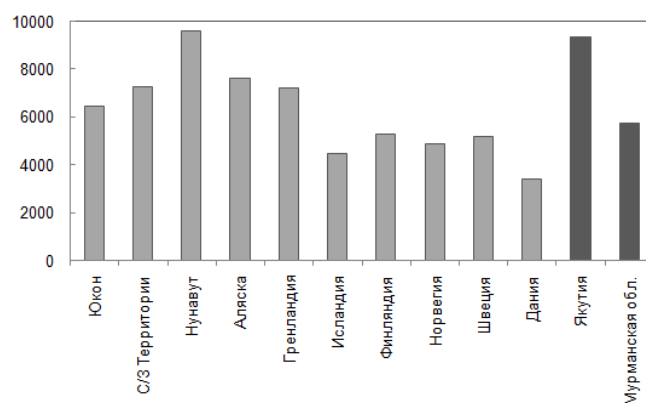


Рис. 1. Величина градусо-суток холодного периода на рассматриваемых территориях в сравнении с северными регионами России (C/З Территории – Северо-Западные территории Канады)

Единой электрической сети на Аляске, в отличие от остальных штатов США, не существует [5]. Прежде всего, это связано с особенностями заселения штата, где из 700 тысяч жителей 80 % приходится на район Рэйлбелт (*Railbelt*). Потребление электроэнергии этой областью составляет примерно такую же часть общего потребления. В этом районе находится единственная на Аляске высоковольтная линия электропередач, которая идет примерно на 300 км с юга на север и связывает районы Фэрбанка, где работают теплоэлектростанции (ТЭС) на местном угле, и Анкориджа, где добывается и используется на ТЭС природный газ, а также работают гидроэлектростанции.

На юге и крайнем юго-востоке штата активно используются гидроресурсы: около 70 % населенных пунктов в этой области некоторую часть электроэнергии получают от ГЭС; дизель-генераторы используются как источники резервной мощности. Относительно дешевая электроэнергия, выработанная на ГЭС, даже достаточно широко используется для теплоснабжения этих районов. В остальных областях штата электроэнергия, как правило, производится из привозного топлива на дизель-электростанциях.

В последние годы на Аляске началось активное внедрение технологий распределенной энергетики. На сегодняшний день около 70 из более 200 существующих здесь малых электрических сетей используют нетрадиционные и возобновляемые источники энергии (НВИЭ): микро-ГЭС, ветроустановки, использование биомассы, геотермальной и солнечной энергии. По оценкам Университета Аляски, в штате сосредоточено 12 % малых электрических сетей всего мира.

Еще более активно, чем для электроснабжения, возобновляемые ресурсы внедряются в теплоснабжение. Источники биомассы на Аляске включают древесину, отходы деревообработки и переработки рыбы, некоторые сельскохозяйственные культуры и отходы сельского хозяйства, а также городской мусор. По всему штату работает несколько фабрик по изготовлению топливных гранул; идут исследования по использованию для дизель-генераторов органических отходов.



### III. ЕВРОПА

#### А. Гренландия

Гренландия отличается исключительно суровыми природными условиями: большая часть ее территории покрыта мощным материковым льдом; свободна ото льда узкая полоса на юго-западе Гренландии, еще более узкая на юго-востоке и более значительная на севере. Северное побережье отличается низкими температурами, сопоставимыми с температурой на севере Якутии [2, 3].

Централизованного энергоснабжения на острове нет, каждый населенный пункт обеспечивает выработку электричества самостоятельно. До начала 1990-х годов вся электроэнергия на острове производилась дизель-генераторами из привозного топлива. В следующие десятилетия началось активное использование местных ветро- и гидроресурсов, что в последние годы позволило обеспечить выработку примерно 70 % электроэнергии из возобновляемых ресурсов.

Сейчас в Гренландии работают пять ГЭС мощностью от 1.4 до 45 МВт, в том числе ГЭС в Иллулисат – единственная в мире подземная гидроэлектростанция, построенная в зоне вечной мерзлоты. Станция расположена в изолированном фьорде, в 45 км от города Иллулисат; ее работа полностью автоматизирована. Гидроэлектростанции на сегодняшний день вырабатывают в Гренландии более 70% электроэнергии.

#### В. Исландия

Климат Исландии – морской субарктический. Зима здесь теплая, сырая, с частыми туманами и снегопадами, лето прохладное. Значения среднегодовых температур сопоставимы с Хабаровским краем, хотя разница между летними и зимними температурами в Исландии значительно ниже [2, 3].

Основную часть территории Исландии занимает тундра, площадь лесов составляет менее 1 % территории страны. Ограниченность запасов собственного топлива привела к тому, что уголь начали сюда импортировать еще с семнадцатого века. В настоящее время все топливо, используемое в Исландии, ввозится из-за рубежа.

Для электро- и теплоснабжения органическое топливо в Исландии практически не применяется; ее энергетика на 100 % использует возобновляемые источники. В настоящее время доступ к единой электрической сети имеют все жители Исландии, несмотря на то, что плотность населения тут самая низкая в Европе – едва более 3 человек на км<sup>2</sup>.

Развитие возобновляемой энергетики в двадцатом веке не только обеспечило энергетическую безопасность Исландии, но и позволило провести глубокую модернизацию экономики: начиная с 50-х годов ввод в строй новых генерирующих мощностей в Исландии идет параллельно с развитием промышленности. К концу 60-х годов наличие дешевой электроэнергии, вырабатываемой исландскими ГЭС, стало одной из важнейших предпосылок для развития на острове выплавки алюминия из привозного сырья и диверсификации экономики, до того зависевшей исключительно от экспортного рыболовства.

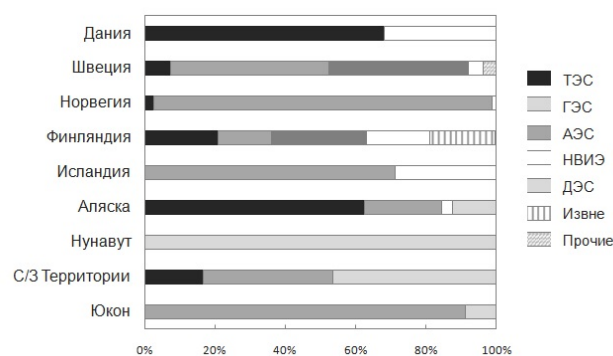


Рис. 2. Структура производства электрической энергии на рассматриваемых территориях (С/З Территории – Северо-Западные территории Канады)

#### С. Скандинавские страны

Для севера Швеции, Норвегии и Финляндии, как и для северо-запада России, характерны холодные зимы и короткое теплое лето [2, 3].

Структура производства электроэнергии в Финляндии достаточно сбалансирована: примерно по одной трети общей выработки обеспечивается каждым из источников: атомными электрическими станциями (АЭС), теплоэлектростанциями (ТЭС) на привозном ископаемом топливе (угле и природном газе) и возобновляемой энергетикой (ГЭС и электростанциями на биотопливе) [4].

На природном газе работают только электростанции в южных областях Финляндии, где есть газовая сеть. Чтобы повысить эффективность использования газа, широко применяются технологии когенерации: более половины используемого природного газа сжигается на ТЭС. Стратегия развития финской энергетики предусматривает постепенное замещение природного газа биогазом. В марте 2013 года в городе Вааса открылась крупнейшая в мире ТЭС на биогазе. Станция мощностью 140 МВт работает на древесных отходах.

В северных и центральных областях Финляндии тепловые электростанции работают на биомассе, древесине и торфе. Торф, как правило, используется недалеко от торфоразработок: из-за высокой влажности и низкой теплоты сгорания перевозить его на большие расстояния невыгодно. Часто торф сжигается вместе с биомассой или древесиной, что позволяет оптимизировать процесс горения и снизить выбросы оксидов серы.

Более 70 % тепла в системах централизованного теплоснабжения вырабатывается по когенерационному циклу. Энергетические установки, как правило, могут использовать несколько видов топлива, что позволяет повысить надежность теплоснабжения. Существенную роль играет использование для теплоснабжения возобновляемых источников энергии: древесных отходов и биомассы.

Норвегия обладает огромными запасами нефти и газа, и является одним из ведущих экспортеров энергоносителей. Энергетика самой Норвегии ископаемое топливо практически не использует [4]. Более 90 % электроэнергии вырабатывается на ГЭС. Электроэнергия – основной энергоноситель, используемый здесь населением и промышленностью. Например, нормой является электрическое отопление. На сегодняшний день потенциал крупных

норвежских рек используется практически полностью. Неосвоенными остались только гидроресурсы охраняемых природных территорий. В последнее время энергетика Норвегии начинает использовать малые реки и ветро-ресурсы.

В Швеции ископаемые энергоносители не добываются; все используемое здесь ископаемое топливо импортируется, но объем этого импорта за последние пятнадцать лет существенно сократился [4].

Сравнимые вклады в выработку электроэнергии в Швеции дают ГЭС и АЭС; доля тепловых электростанций составляет менее 10 %. В последние годы существенно возросло использование для производства электроэнергии биотоплива и отходов, а также ветроэлектростанций.

Импульс развитию систем центрального отопления в Швеции был дан нефтяным кризисом 1970-х. В настоящее время доля центрального теплоснабжения составляет более 90 % для многоквартирных домов и более 80 % для офисов. Более 40 % тепла вырабатывается по когенерационным схемам. Благодаря принятым в начале 2000-х законам, запретившим отправлять на свалки горючие и органические отходы, значительно возросло использование мусора и биотоплива для теплоснабжения.

В Дании, самой южной из скандинавских стран, климат умеренный, с мягкой зимой и теплым летом. В энергетике Дании природный газ играет незначительную роль, а нефтепродукты практически не используются [4]. Наибольшая доля электроэнергии – около 40 % – вырабатывается в Дании из угля. Все угольные ТЭС в Дании оснащены системами, снижающими выбросы оксидов азота и серы. При этом эффективность датских угольных ТЭС является одной из самых высоких в мире: среднее значение электрического КПД-нетто составляет около 40 %, а наибольшее его значение составляет 44,9 %.

В энергетическом балансе Дании рекордную долю составляют ветроустановки: на них вырабатывается около трети всей электроэнергии. Стабильная работа датских электрических сетей при высокой доле ветроэнергии обеспечивается во многом благодаря хорошей интеграции с сетями соседних стран.

#### IV. ВЫВОДЫ

В целом, для зарубежных территорий, находящихся в природных условиях, схожих с условиями в российской Арктике, характерны те же проблемы: слабое развитие транспортной инфраструктуры, сложность доставки топлива и, как следствие, высокая доля транспортных затрат в стоимости произведенной тепловой и электрической энергии.

Традиционным решением, позволяющим снизить зависимость от привозного топлива, является использование для теплоснабжения местных видов топлива: угля, торфа, отходов лесной промышленности, горючего бытового мусора. В последние годы идет внедрение новых, более эффективных и экологических способов использования этих видов топлива: производство древесных пеллет, совместное сжигание угля и биомассы, технологии кипящего слоя.

Развитие централизованного теплоснабжения и когенерации используется как еще один инструмент, позволяющий повысить эффективность использования топлива. В условиях сурового климата чрезвычайно важное значение имеет также снижение тепловых потерь в зданиях и тепловых сетях. На достижение этой цели направлены многочисленные национальные и региональные программы. В Канаде разработана информационная система, пропагандирующая использование эффективных отопительных систем для жилых домов. В Швеции улучшение технологий теплоснабжения и совершенствование регулирования позволили уменьшить потери в тепловых сетях с 19 % в 1980-х гг. до 11% к настоящему моменту. В Дании с 1973 г. происходит постоянное ужесточение строительных норм при одновременном субсидировании работ по снижению тепловых потерь в зданиях.

Основное преимущество технологий возобновляемой энергетики для энергоснабжения субарктических территорий состоит в возможности обеспечить практически полную независимость энергетики от привозного топлива и существенно повысить уровень жизни в этих районах. Как показывает опыт Исландии и Гренландии, технически такая цель вполне достижима. Широкое внедрение возобновляемой энергетики на других субарктических территориях пока сдерживается высокой сложностью возникающих при этом организационных задач в сочетании с логистическими ограничениями.

#### Список литературы

- [1] Klimenko, V.V., Klimenko, A. V., Tereshin, A. G. Test of Developing LongTerm Forecasts of World Energy Impact on the Earth's Atmosphere // *Izvestiya, Atmospheric and Oceanic Physics* – 2015. – Т. 51. – №2. – С. 138-147.
- [2] Bulygina, O. N., Razuvaev, V. N., Aleksandrova, T. M. Database of daily temperature and precipitation on Russian and formerly USSR weather stations, Obninsk: VNIIGMI – MCD, 2015
- [3] National Center for environmental information, 2015 URL: <ftp://ftp.ncdc.noaa.gov>
- [4] International Energy Agency URL:<http://www.iea.org>
- [5] Institute of the North, 2015 URL:<https://www.institutenorth.org>

# Оценка влияния климатических изменений на работу энергетических ГТУ

В.В. Клименко, А.В. Клименко, А.Г. Терешин, Е.В. Касилова, Е.С. Рекуненко  
ФГБОУ ВО НИУ «Московский энергетический институт»  
Москва, Россия  
e.v.kasilova@gmail.com

Изменения климата на территории России оказывают серьезное влияние на экономику страны и должны учитываться при долгосрочном планировании развития электроэнергетики. Ряд исследований указывает на положительные эффекты происходящего потепления – в первую очередь, за счет снижения потребности в отоплении. В отдельных работах рассмотрены негативные последствия – увеличение энергопотребления на кондиционирование, а также проблемы, связанные с разрушением многолетнемерзлых грунтов. Вопрос об интегральном влиянии климатических изменений на электроэнергетику России пока остается открытым.

Настоящая работа направлена на получение количественных оценок для влияния ожидаемых изменений климата на эффективность тепловой энергетики. Рассмотрение ограничено газотурбинными установками (ГТУ), на работу которых любые изменения температуры наружного воздуха оказывают немедленное и непосредственное влияние. Прогнозные оценки для изменения региональных среднегодовых температур воздуха по территории России были выполнены с помощью авторской климатической модели. На основе доступных статистических данных была проведена оценка установленной мощности газовых турбин – в том числе в составе парогазовых установок. Для использования газотурбинной мощности в электроэнергетике России рассматривались три сценария развития, различающихся темпами ввода новых мощностей. Для каждого из сценариев сделаны интегральные оценки увеличения ежегодного потребления газа в результате климатических изменений к 2030 и 2050 г. Показано, что увеличение топливных затрат ГТУ из-за климатических изменений на территории России составляет лишь доли процента от суммарного потребления газа этими установками, и на два порядка ниже экономии топлива на отопление.

*Ключевые слова: газовая турбина, изменения климата, эффективность, электроэнергетика.*

## Estimation of climate change impact on performance of gas turbines

V.V. Klimenko, A.V. Klimenko, A.G. Tereshin, E.V. Kasilova, E.S. Rekunenko  
National Research University «Moscow Power Engineering Institute»  
Moscow, Russia  
e.v.kasilova@gmail.com

Climate change in Russia has a significant impact on economics and should be taking into account by a long-term planning of power system development. A number of researchers emphasize positive impacts of the climate change, particularly due to decreasing of heating demand. Some works consider negative effects such as increasing of cooling demand and permafrost degradation. Integral effect of the climate change on Russian power industry remains still open.

The aim of that work is to obtain quantitative estimations of future climate change impacts on efficiency of power generation. Analysis is limited by gas turbine units directly exposed to any changes of an ambient temperature. An original climate model was applied to obtain forecast estimates of annual average temperatures for Russia. Available statistical data were used to estimate installed capacity of gas turbines including combined cycle units. Three scenarios of gas turbines implementation were constructed considering different rates for capacity commissioning. Integral estimates were done for annual gas consumption increase to 2030 and 2050. Annual gas consumption by gas turbines is increased due to climate change on some fractions of a percent. That value is two orders lower compared with decreasing of heating demand.

*Keywords: gas turbine, climate change, efficiency, power industry.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Основу электроэнергетики России составляют тепловые электростанции, эффективность которых связана с температурой наружного воздуха. Региональные изменения климата неизбежно влияют на работу теплоэнергетического оборудования.

Вопрос об интегральном воздействии климатических изменений на топливно-энергетический комплекс России пока остается открытым. Ведущие эксперты в области климатологии отмечают современные существенные климатические изменения на территории России, их воздействия на хозяйственную деятельность [1, 2] и обращают внимание на необходимость учета динамики климата при

долгосрочном планировании развития экономики, в том числе ее энергетической отрасли. Настоящая работа направлена на получение количественных оценок влияния ожидаемых изменений климата на эффективность тепловой энергетики России. Обсуждение ограничено газотурбинными установками (ГТУ), на функционировании которых немедленно и непосредственно сказываются любые изменения температуры наружного воздуха.

Повышение требований к эффективности энергоустановок и наблюдающиеся существенные изменения климата вызвали в последние годы рост интереса к эффектам, связанным с влиянием температурных характеристик окружающей среды на работу тепловых машин. В [3 – 5] показано, что температура наружного воздуха должна учитываться при регулировании нагрузки парогазовых установок (ПГУ), а также при совершенствовании тепловых схем ГТУ [4, 5] и ПГУ [3, 5, 7].

## II. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

Основная доля электроэнергии в России вырабатывается паротурбинными установками. Однако в последние годы стремление увеличить эффективность использования природного газа приводит к возрастанию доли ПГУ, в которых доля газотурбинной мощности, как правило, составляет около 70% [3]. В соответствии с Энергетической стратегией России [8] в будущем ПГУ должны стать основным типом сооружаемых генерирующих мощностей.

Газотурбинные установки широко используются для покрытия пиков нагрузок энергосистемы; в ближайшие десятилетия планируется расширение их применения для автономного энергоснабжения, а также в составе ГТУ-ТЭЦ [8].

Зависимость КПД газотурбинной установки  $\eta$  от температуры наружного воздуха  $t_{\text{нв}}$  имеет нелинейный характер [4, 6, 7, 9 – 11]. При увеличении температуры окружающего воздуха эффективность установки падает из-за повышения температуры холодного источника и снижения эффективности процесса сжатия. Кроме того, при разных значениях температуры окружающей среды применяются различные законы регулирования ГТУ, что приводит к появлению изломов на температурной характеристике установки. При низких  $t_{\text{нв}}$  КПД установки постоянен; начиная с некоторого значения, находящегося в диапазоне от  $-5$  до  $-12$  °С с ростом температуры воздуха  $\eta$  падает, причем по мере увеличения  $t_{\text{нв}}$  чувствительность характеристики к изменению температуры увеличивается с примерно 0.5 до 1.0 % на каждые 10 °С.

Для параметрических расчетов в настоящей работе были приняты характеристики ГТУ модели MS9001E производства General Electric (номинальная мощность составляет 126 МВт, номинальный КПД – 34 %). Эта установка по мощности и рабочим характеристикам занимает промежуточное положение между крупными энергетическими установками и газотурбинным приводом газоперекачивающих агрегатов [10].

Прогнозные оценки для среднегодовых и сезонных температур рассчитаны с помощью авторской регрессионно-аналитической модели климата [12, 13]. В качестве базового периода для расчета среднегодовых температур был выбран период 1966–2010 гг. в соответствии с рекомендациями [14].

## III. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Более 75 % установленных в России мощностей ГТУ (доля газотурбинной мощности для ПГУ принималась равной 70 %) приходится на 13 регионов (табл. I по данным [15]), принятых для дальнейших расчетов. Было рассмотрено три сценария развития электроэнергетики: инерционный, соответствующий сегодняшнему состоянию установленных мощностей электрогенерирующих ГТУ, оптимистический и умеренный.

Таблица I. Установленная мощность газотурбинного оборудования по регионам России

Регион	Изменение к 2030 г.			Изменение к 2050 г.		
	$\Delta t_{\text{год}}$ , °С	$\Delta B$ , %	$\Delta B_{\text{год}}$ , тыс. т у.т.	$\Delta t_{\text{год}}$ , °С	$\Delta B$ , %	$\Delta B_{\text{год}}$ , тыс. т у.т.
Москва	1.3	0.23	7.8	1.9	0.29	10
Ханты-Мансийский АО	1.5	0.18	6.1	2.1	0.24	8.1
Ямало-Ненецкий АО	1.4	0.17	3.7	1.9	0.22	4.8
Санкт-Петербург	1.2	0.21	4.7	1.6	0.24	5.4
Краснодарский край	1.1	0.25	3.8	1.4	0.27	4.1
Челябинская область	1.7	0.23	2.6	2.5	0.30	3.4
Ленинградская область	1.2	0.21	2.0	1.6	0.24	2.3
Калининградская область	0.9	0.18	1.7	1.2	0.24	2.2
Пермский край	1.6	0.17	1.4	2.3	0.20	1.7
Сахалинская область	0.7	0.07	0.4	0.9	0.08	0.4
Московская область	1.3	0.23	1.5	1.9	0.29	1.9
Вологодская область	1.3	0.21	1.2	1.8	0.26	1.5
Всего по регионам			36.9			45.8

**Примечание.** В таблице приведены установленная мощность газотурбинного оборудования электростанций в регионе  $N_{\text{ГТУ}}$ , его доля в суммарной мощности ГТУ страны  $\Delta N_{\text{ГТУ}}$  (по состоянию на 2015 г.) и среднегодовая температура  $t_{\text{год}}$  на территории эксплуатации [16].

Изменение расхода топлива при увеличении температуры оценивалось исходя из того, что требуемое значение мощности газотурбинного привода задается графиком нагрузки. Расход топлива  $B$ , используемого газотурбинными установками энергосистемы, при повышении тем-

пературы наружного воздуха будет изменяться только из-за снижения КПД установки. Коэффициент использования установленной мощности при расчетах был принят равным 0.5 для автономных ГТУ и 0.8 для ПГУ.

Результаты расчета для существующего парка ГТУ (инерционный сценарий) приведены в табл. II и на рис. 1. Увеличение расхода топлива из-за изменения климатических условий составит около 0.2% к 2030 г. и около 0.3 % к 2050 г. для всех рассмотренных территорий, кроме Сахалинской области. В Дальневосточном регионе сочетание довольно низких значений температуры воздуха со сравнительно медленным темпом потепления приводит к еще более слабому влиянию потепления на потребление топлива ГТУ, чем в других регионах России. Общее увеличение расхода топлива из-за изменения климатических условий составит около 40 тыс. т у.т. к 2030 г. и около 50 тыс. т у.т. к 2050 г.

В рамках оптимистического сценария предполагается, что темпы ввода ГТУ и ПГУ в течение следующих 35 лет сохранятся такими же, какими они были в 2009–2015 гг. согласно [17]. Эти темпы примерно в 2 раза ниже, чем заложено в сценариях [18]. В умеренном сценарии рост установленной мощности ГТУ происходит вдвое более низкими темпами. Результаты расчетов изменения расхода топлива энергетическими ГТУ для всех рассмотренных сценариев приведены в табл. III. Как видно, увеличение потребления топлива энергетическим газотурбинным оборудованием вследствие климатических изменений на территории России в ближайшие десятилетия составит около 220 тыс. т у.т.

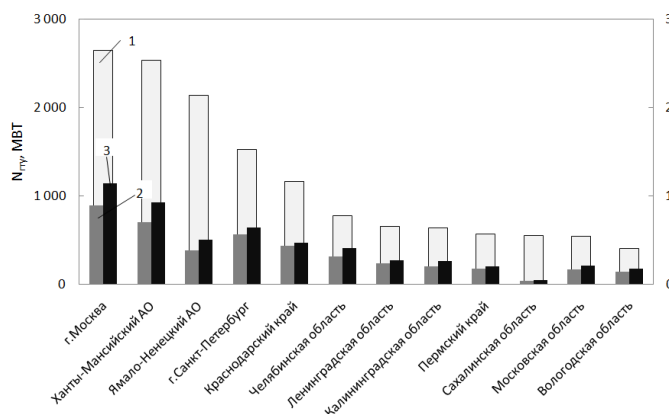


Рис. 1. Установленная мощность газотурбинного оборудования  $N_{ГТУ}$  в 2015 г. (1) и изменения расхода топлива  $\Delta B$  к 2030 г. (2) и 2050 г. (3) по регионам России.

Однако уже наблюдающееся и тем более ожидаемое в дальнейшем снижение потребности в отоплении на два порядка превосходит этот негативный эффект, равно как и дополнительные энергозатраты на кондиционирование помещений, вызванные повышением температуры наружного воздуха [19, 20].

#### IV. Выводы

В результате ожидаемых на территории России изменений климата, связанных с заметным повышением температуры воздуха практически во всех регионах страны, снизится эффективность работы энергетического газотурбинного оборудования, которое в будущем должно стать

основой отечественной электроэнергетики. Суммарное увеличение ежегодного потребления газа, связанное со снижением КПД энергетических газовых турбин в результате климатических изменений, к 2030 г. может составить около 40 тыс., а к 2050 г. — около 50 тыс. т у.т.. В случае реализации более оптимистических сценариев развития электроэнергетики к 2050 г. эффект будет в 2-4 раза больше. Несмотря на столь высокие абсолютные значения, повышение топливных затрат ГТУ из-за потепления климата составит лишь доли процента суммарного потребления ими газа и на два порядка будет ниже экономии топлива на отопление.

Таблица II. Влияние ожидаемых климатических изменений на потребление топлива газотурбинным оборудованием в электроэнергетике России

Регион	$t_{год}, ^\circ C$	$N_{ГТУ}, МВт$		$\delta N_{ГТУ} \%$
		в составе ПГУ	автономные ГТУ	
Москва	5.5	1779	863	14.1
Ханты-Мансийский АО	-1.1	1743	792	13.5
Ямало-Ненецкий АО	-2.7	399	1737	11.4
Санкт-Петербург	5.4	1525	0	8.1
Краснодарский край	10.5	782	384	6.2
Челябинская область	2.7	758	18	4.1
Ленинградская область	4.5	637	18	3.5
Калининградская область	7.2	613	23	3.4
Пермский край	1.5	542	29	3
Сахалинская область	2.3	0	547	2.9
Московская область	4.6	275	266	2.9
Вологодская область	3.5	367	40	2.2
Всего по регионам		9420	4717	75

**Примечание.** В таблице приведены климатические характеристики территорий эксплуатации ГТУ [21] и прогнозные оценки настоящей работы для изменений потребления топлива (относительного  $\Delta B$  и абсолютного  $\Delta B_{год}$ ) газотурбинным оборудованием электростанций, связанных с изменениями температуры воздуха  $\Delta t_{год}$  на территории их эксплуатации.

Таблица III. Сценарии изменения установленной мощности газотурбинного оборудования электростанций  $N_{ГТУ}$  и увеличения расхода топлива  $\Delta B$ , связанных с повышением температуры воздуха

Показатель	Инерционный сценарий		Умеренный сценарий		Оптимистический сценарий	
	2030 г.	2050 г.	2030 г.	2050 г.	2030 г.	2050 г.
$N_{ГТУ}, МВт$	18 800	18 800	22 600	41 400	60 200	88 400
$\Delta B, тыс. т у.т.$	37	46	81	135	118	215

## Список литературы

- [1] Второй оценочный доклад об изменениях климата и их последствиях на территории РФ / под ред. В.М. Катцова, С.М. Семенова. М.: Росгидромет, 2014.
- [2] IPCC, 2014: Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Part A: Global and Sectoral Aspects. Cambridge, UK; N.Y., USA: Cambridge University Press, 2014.
- [3] Березинец П.А. Разработка и исследование циклов, схем и режимов работы парогазовых установок: Автореф. дис. ... д-ра техн. наук. М.: ОАО ВТИ, 2012.
- [4] De Sa A., Al Zubaidy S. Gas turbine performance at varying ambient temperature // Applied Thermal Engineering. 2011. Vol. 31, № 14/15. – P. 2735–2739.
- [5] Рабенко В.С., Будаков И.В., Неуймин В.М. Об особенностях эксплуатации энергоблоков ПГУ в климатических условиях России // Энергосбережение и водоподготовка. – 2010. – № 6. – С. 1–10.
- [6] Гринчук А.С. Влияние параметров циклового воздуха и аэродинамики газового тракта на экономичность ГТУ и ПГУ // Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. Энергетика. – 2009. – № 6. – С. 74–81.
- [7] Буров В.Д., Дудолин А.А., Евланов А.В. Особенности применения газотурбинной установки сложного цикла в составе конденсационных парогазовых установок: [Сайт компании «Новая генерация»]. URL: <http://www.manbw.ru/> (дата обращения 05.02.2016).
- [8] Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утв. распоряжением Правительства РФ от 13.11.09 г. № 1715-р.
- [9] Филиппов С.П., Дильман М.Д. Перспективы использования когенерационных установок при реконструкции котельных // Промышленная энергетика. – 2014. – № 4. – С. 7–11.
- [10] Каталог энергетического оборудования 2015. Рыбинск: Газотурбинные технологии, 2015.
- [11] International Standard ISO 3977-2 Gas turbines — Procurement — Part 2: Standard reference conditions and ratings. Geneva, Switzerland: ISO, 1997.
- [12] Энергия, природа и климат / В.В. Клименко, А.В. Клименко, Т.Н. Андрейченко, В.В. Довгалюк, О.В. Микушина, А.Г. Терешин, М.В. Федоров. – М.: Изд-во МЭИ, 1997.
- [13] Свид. № 2016611074 РФ. Программный комплекс климатических исследований «GEPL Research Environment» / Д.Н. Микушин, О.В. Микушина. – заявл. 08.12.2015; зарег. 26.01.2016.
- [14] СП 131.13330.2012. Строительная климатология. Актуализированная версия СНиП 23-01-99\*. – М.: Минрегион России, 2012.
- [15] Отчет о функционировании ЕЭС России в 2014 году. СО ЕЭС. – URL: <http://www.so-ups.ru/> (дата обращения 05.02.2016).
- [16] Описание массива данных среднемесячной температуры воздуха на станциях России / О.Н. Бульгина, В.Н. Разуваев, Л.Т. Трофименко, Н.В. Швец. – Обнинск: ВНИИГМИ-МЦД, 2013.
- [17] Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2015 – 2021 годы. Утв. приказом Минэнерго России от 09.09.2015 № 627.
- [18] Стратегия развития энергомашиностроения Российской Федерации на 2010 – 2020 годы и на перспективу до 2030 года. Утв. приказом Минпромторга России от 22.02.2011 № 206.
- [19] Изменение объема и структуры коммунального энергопотребления под влиянием экономических и климатических факторов / В.В. Клименко, А.В. Клименко, А.Г. Терешин, Д.С. Безносова, Т.Н. Андрейченко // Теплоэнергетика. – 2012. – № 11. – С. 3–10.
- [20] Оценка потребления электроэнергии на кондиционирование в Москве в условиях ожидаемых изменений климата / В.В. Клименко, А.Г. Терешин, Т.Н. Андрейченко, А.В. Бокарев, Е.В. Марковчева, Л.П. Рогатовская // Энергосбережение и водоподготовка. – 2011. – № 1. – С. 2–6.

# Выбор оптимального значения коэффициента теплофикации при строительстве ТЭЦ в современных условиях

Ю.А. Козлова, Е.Т. Ильин

ФГБОУ ВО «Национально-исследовательский университет «Московский энергетический институт»  
Москва, Россия  
julia\_a\_kozlova@mail.ru

Статья посвящена вопросу определения оптимальных значений коэффициента теплофикации в современных условиях. Рассмотрены особенности функционирования теплофикационных систем. Установлено, что основными факторами, влияющими на оптимальное значение коэффициента теплофикации, являются капитальные затраты при строительстве, ставка дисконтирования, величина эксплуатационных затрат. Показано, что работа ТЭЦ в рыночных условиях приводит к снижению оптимального значения коэффициента теплофикации до 0,2-0,4.

*Ключевые слова: теплофикация, коэффициент теплофикации, рынок электрической энергии и мощности, технико-экономические показатели, финансово-экономические показатели.*

## Selection of the optimal value of extraction factor in the construction of co-generation power plant in modern conditions

Yuliya Kozlova, Evgeniy Ilyin

National Research University «Moscow Power Engineering Institute»  
Moscow, Russia  
julia\_a\_kozlova@mail.ru

Article is devoted to determining the optimal value of the extraction factor in modern conditions. Considered the main features of the functioning of district heating systems. Founded the main influencing on the optimum value of the extraction factor: capital expenditures, the discount rate, operating costs. Shown that the work of co-generation power plant in market conditions leads to a reduction of the optimal value of extraction factor to 0,2-0,4.

*Keywords: cogeneration, extraction factor, market of electrical energy and power, technical and economic indicators, financial and economic indicators.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

В тепловой генерации теплофикация по-прежнему остается наиболее термодинамически эффективным способом производства тепловой и электрической энергии.

Вопрос определения оптимальной доли отпуска тепла из отборов турбин ТЭЦ получил свое развитие еще в советское время, в период активного роста потребности в электроэнергии и развития систем централизованного теплоснабжения на базе теплофикации. По этой причине большинство исследований [1 – 3], связанных с оптимизацией коэффициента теплофикации  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ , относятся к указанному периоду. Однако к настоящему моменту изменились основополагающие технические и экономические факторы, определяющие направления развития систем централизованного теплоснабжения.

В первую очередь стоит отметить, что существующие системы энергопотребления являются в достаточной степени сформированными, и значительного прироста нагрузок в них не ожидается. Более того, в системах централизованного теплоснабжения отмечается тенденция к снижению потребления тепловой энергии (до 0,5-1,5 % в год),

обусловленная установкой приборов учета у конечных потребителей, применением энергосберегающих технологий, отказом потребителей от услуг централизованного теплоснабжения в пользу децентрализованного. Спрос на электрическую энергию за последние годы также стабилизировался и находится на уровне 1030-1040 млрд кВт·ч.

Все это происходит на фоне значительных объемов физически и морально устаревшего избыточного оборудования на ТЭЦ, которое требует оптимизации состава, ремонта, модернизации или вывода. Запущенный процесс обновления парка генерирующих мощностей происходит преимущественно на базе газотурбинного и парогазового оборудования, как термодинамически более эффективного. Однако опыт эксплуатации уже введенных объектов показал, что данная эффективность зачастую нивелируется стоимостными показателями нового оборудования и затратами на его обслуживание. Существующие тарифы на мощность (в том числе тарифы ДПМ) даже с учетом их индексации не компенсируют высокие эксплуатационные затраты на импортное оборудование. Данную ситуацию также усугубило падение курса рубля относительно свободно конвертируемых валют.

Переход к рыночным механизмам в электроэнергетике внес ряд изменений, определяющих режимы работы ТЭЦ. К ним относятся:

- возможность самостоятельного формирования режима работы оборудования по электрическому графику;
- конкурентное ценообразование на рынке электрической энергии, т.е. цена определяется балансом спроса и предложения.

Маржинальный доход станции от продажи электрической энергии за сутки работы на рынке определяется, прежде всего, сложившейся ценой на РСВ, а также уровнем загрузки оборудования. Для ТЭЦ можно говорить о режиме работы в области ценопринимания, характеризуемой работой по тепловому графику, и о работе в режиме дозагрузки по электрическому графику. Целесообразность дозагрузки определяется положительным значением маржинального дохода:

$$D_m = \sum_{i=1}^{24} (N_{PCB_i} \cdot C_{PCB_i} - B_{zi} \cdot C_{Ti}),$$

где  $N_{PCB_i}$  – мощность, реализуемая на РСВ, МВт;  $C_{PCB_i}$  – цена электроэнергии на РСВ за расчетный период, руб./МВт-ч;  $B_{zi}$  – расход условного топлива на производство электроэнергии, т.у.т./ч;  $C_{Ti}$  – цена  $i$ -го вида топлива, руб./т.у.т. На рис. 1 представлена динамика изменения цен на РСВ и УРУТ на отпуск электроэнергии замыкающих станций в зависимости от времени суток и времени года.

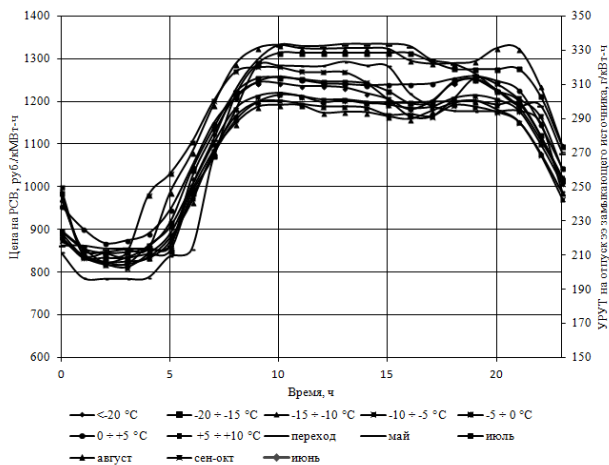


Рис. 1. Динамика изменения цен на РСВ

При существующей цене топлива 4 000 руб./т.у.т. и удельном расходе топлива 380 – 400 г/кВт-ч в конденсационном режиме работа паротурбинных ТЭЦ становится убыточной.

К экономическим факторам, влияющим на выбор оптимального значения коэффициента теплофикации, можно отнести изменения критериев оценки финансовой эффективности проектов в энергетике, обусловленные возможностью привлечения инвестиций и заемных средств.

С учетом вышеизложенного, можно обозначить основные факторы, определяющие эффективность функционирования ТЭЦ. К ним относятся: появление новых видов теплофикационного оборудования, функционирование в рыночных условиях (рынок электрической энергии и

мощности и постепенный переход к рынку тепловой энергии), использование финансовых подходов к оценке эффективности.

## II. МЕТОДОЛОГИЯ И ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Изменение тепловой нагрузки агрегатов ТЭЦ в течение года, а также изменение показателей тепловой экономичности работы оборудования в зависимости от уровня тепловой нагрузки отборов и параметров отпуска тепла делают невозможным проведение расчетов производства тепловой и электрической энергии по среднегодовым показателям при работе ТЭЦ в условиях рынка электроэнергии. Учитывая, что формирование цены на рынке электроэнергии, а значит, и отбор оборудования производится ежедневно, для оценки работы ТЭЦ и уровней использования оборудования использовалась типизация дней с учетом изменения температуры наружного воздуха в течение года. Предварительные расчеты показали, что при использовании шага изменения температуры в 5 °С и 12 типовых дней в году погрешность расчетов составляет менее 3 %. Оценка точности проводилась в результате ретроспективного анализа показателей работы ТЭЦ. Поэтому расчет годовых технико-экономических показателей источника проводился с помощью климатической маски, разбитой на 12 типовых дней (табл. I).

Таблица I. КЛИМАТИЧЕСКАЯ МАСКА РАССМАТРИВАЕМЫХ РЕГИОНОВ

Климат. зона	$t_{н,расчет}$	Продолжительность стояния типовых дней, дни.											
		ТД1	ТД2	ТД3	ТД4	ТД5	ТД6	ТД7	ТД8	ТД9	ТД10	ТД11	ТД12
		<-20	-20 ÷ -15	-15 ÷ -10	-10 ÷ -5	-5 ÷ 0	>0	Переход	Апрель – май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь – октябрь
Центр	-28	4,0	8,9	16,4	23,9	45,0	52,6	27,2	25,9	25,1	25,9	25,9	24,2
Урал	-35	18,9	18,6	22,7	34,3	35,9	31,1	34,9	17,5	25,1	25,9	25,9	14,2
Север	-41	47,7	33,6	35,7	53,9	49,3	86,7	8,9	0,0	5,0	31,0	23,0	0,0

Типовой день (ТД) представляет собой усредненную группу режимов и условий работы источника, которые характерны для рассматриваемого диапазона температур наружного воздуха. Подход с использованием ТД позволяет охватить основные режимы работы оборудования источника в течение года и в течение суток.

При расчете технико-экономических показателей работы ТЭЦ для каждого типового дня производился расчет режимов работы в ценопринимании и дозагрузке. Упрощенная блок-схема алгоритма расчета представлена на рис. 2.

Для проведения расчетных исследований был рассмотрен жилой район с источником теплоснабжения на базе различных типов оборудования. Характеристики района и типы оборудования источников представлены в табл. II.



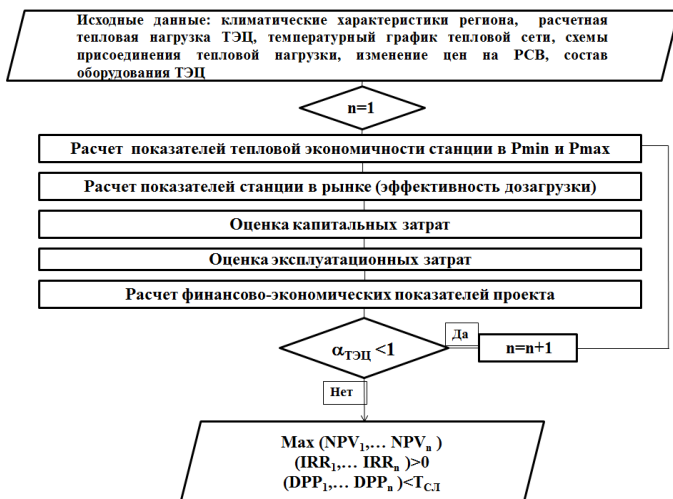


Рис. 2. Упрощенная блок-схема алгоритма расчета

Таблица II. ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Параметр	Значение
Климатический регион	Центр ( $t_n^p = -28\text{ }^\circ\text{C}$ )
	Урал ( $t_n^p = -35\text{ }^\circ\text{C}$ )
	Север ( $t_n^p = -41\text{ }^\circ\text{C}$ )
Расчетная тепловая нагрузка	750,0 Гкал/ч
Температурный график	150/70 $^\circ\text{C}$ , 130/70 $^\circ\text{C}$ , 110/70 $^\circ\text{C}$
Варианты составов оборудования ТЭЦ	<ul style="list-style-type: none"> <li>– блок ПТУ-100 (протопит Т-110/120-130);</li> <li>– блок ПГУ-115 (протопит Fr 6FA General Electric);</li> <li>– блок ПГУ-230 (протопит ГТЭ-160 (V94.2) «ЛМЗ»)</li> </ul>

### III. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

В ходе исследований было проанализировано влияние на оптимальное значение коэффициента теплофикации таких показателей, как ставка дисконтирования, продолжительность отопительного периода, расчетный температурный график тепловой сети, изменение капитальных и эксплуатационных затрат.

На рис. 3 представлены зависимости изменения оптимального значения коэффициента теплофикации от ставки дисконтирования. Значение ставки дисконтирования  $i = 4\%$  обеспечивает достаточно благоприятный сценарий при строительстве ТЭЦ, оптимальное значение коэффициента теплофикации при этом находится на уровне 0,2-0,4. При увеличении ставки дисконтирования больше 6-8 % (что соответствует современным условиям) экономическая эффективность теплофикации резко снижается.

На рис. 4 представлен характер изменения оптимального значения коэффициента теплофикации в зависимости от продолжительности расчетного периода.

Результаты расчетов показали, что при увеличении продолжительности отопительного периода на 2 000 ч оптимальное значение коэффициента теплофикации увеличивается в среднем на 8 % для всех типов оборудования, что связано с увеличением годового отпуска тепла выработки на тепловом потреблении.

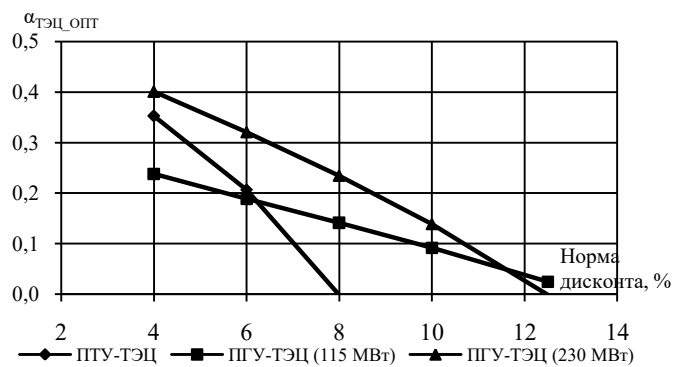


Рис. 3. Влияние ставки дисконтирования на  $\alpha_{ТЭЦ}^{опт}$

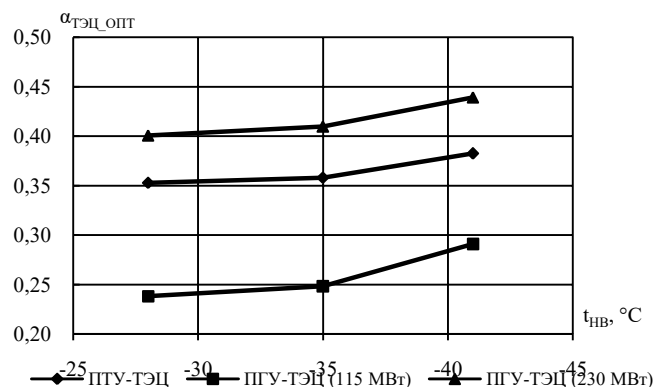


Рис. 4. Влияние климатических характеристик на  $\alpha_{ТЭЦ}^{опт}$

На рис. 5 представлено изменение оптимального значения коэффициента теплофикации в зависимости от расчетного температурного графика тепловой сети (в пределах источника).

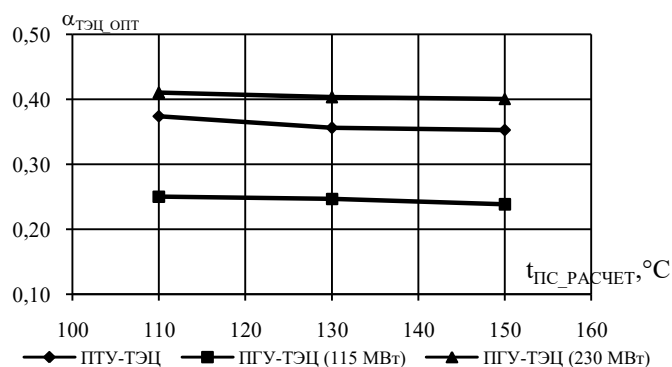


Рис. 5. Влияние температурного графика на  $\alpha_{ТЭЦ}^{опт}$

Результаты расчета показали, что со снижением расчетной температуры прямой сетевой воды на 10  $^\circ\text{C}$  оптимальное значение коэффициента теплофикации увеличивается на 1,25 %. Снижение температуры прямой сетевой воды приводит к уменьшению среднегодового значения давления в теплофикационных отборах, а также, в ряде случаев, к снятию ограничений по предельно-допустимому давлению в отборах в связи с увеличением расхода сетевой воды через ПСГ.

На рис. 6, 7 представлены зависимости оптимального значения коэффициента теплофикации при изменении удельных капитальных и эксплуатационных затрат. При оценке влияния изменения капитальных вложений и эксплуатационных затрат использовались данные табл. III.

Таблица III. Удельные капитальные и эксплуатационные ЗАТРАТЫ

Затраты	Ед. изм.	ПГУ-120	ПГУ-115	ПГУ-230
САРЕХ	руб./кВт	42 218,1	44 571,9	39 841,4
ОРЕХ	руб./МВт в мес.	71 250,0	154 593,3	150 854,2

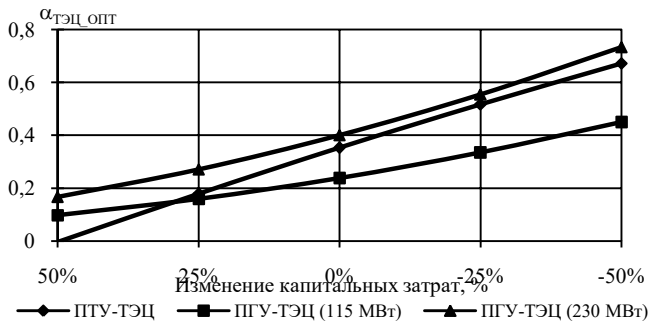


Рис. 6. Влияние изменения капитальных затрат на  $\alpha_{ТЭЦ}^{opt}$

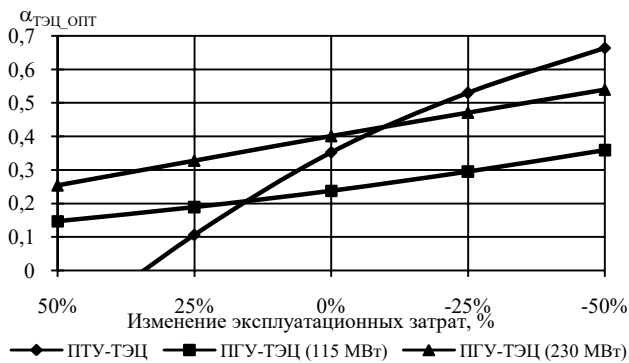


Рис. 7. Влияние изменения эксплуатационных затрат на  $\alpha_{ТЭЦ}^{opt}$

Стоит отметить, что в современных условиях влияние изменения капитальных и эксплуатационных затрат имеет большое значение. Для паротурбинного оборудования это связано с низкой эффективностью работы оборудования в условиях рынка электроэнергии: стоимость парогазового оборудования и его эксплуатации имеет жесткую привязку к курсу валют.

#### IV. ВЫВОДЫ

На основании проведенных расчетных исследований по определению оптимальных значений коэффициента теплофикации можно сделать следующие выводы:

- основными факторами, определяющими оптимальное значение коэффициента теплофикации, являются удельные капитальные затраты, ставка дисконтирования и эксплуатационные затраты;
- влияние климатических характеристик региона и температурного графика тепловой сети (в пределах источника) незначительно;
- увеличение капитальных затрат на 10 % приводит к снижению оптимального значения коэффициента теплофикации на 13 % для парогазового оборудования и на 20 % для паротурбинного оборудования;
- увеличение эксплуатационных затрат на 10 % приводит к снижению оптимального значения коэффициента на 8 % для парогазового оборудования и на 25 % для паротурбинного оборудования;
- значительное влияние на эффективность теплофикации оказывает текущая стоимость денег; исследования показали, что пороговое значение ставки дисконтирования составляет 8-10 %; превышение порогового значения ставки приводит к значительному увеличению срока окупаемости и сводит экономическую эффективность теплофикации к уровню ГВС;
- меньшая устойчивость оптимального значения коэффициента теплофикации для паротурбинного оборудования, по сравнению с парогазовым, обусловлена меньшей эффективностью работы первого в условиях рынка электрической энергии; работа ПГУ-ТЭЦ в режиме дозагрузки в конденсационном режиме появляется только в часы максимальных цен на РСВ (при этом зачастую ТЭЦ играет роль замыкающего источника);
- как показали исследования, в условиях рынка оптимальное значение коэффициента теплофикации находится на уровне 0,2-0,4, что ниже значений, рекомендованных ранее в [1 – 3].

#### Список литературы

- [1] Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов. – 9-е изд., стереотип. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 472 с.
- [2] Хрилев Л.С., Смирнов И.А. Оптимизация систем теплофикации и централизованного теплоснабжения / под ред. Е.Я. Соколова. – М.: Энергия, 1978.
- [3] Мелентьев Л.А. Теплофикация. Ч. 1. Принципы развития и выбор основных параметров теплофикационных систем. – М.; Л.: Изд-во АН СССР, 1944. – 248 с.

# Дополнительное и резервное электроснабжение фермерских хозяйств с помощью автономно-сетевых фотоэлектрических установок

Д.А. Козюков, Б.К. Цыганков, А.В. Богдан  
ФГБОУ ВО «Кубанский государственный аграрный университет»  
Краснодар, Россия  
kozyukov\_dmitrii@mail.ru

Предлагается и рассматривается комплексный подход к решению вопросов основного, дополнительного и резервного электроснабжения фермерских хозяйств посредством применения солнечных фотоэлектрических установок (СФЭУ). Представлен вариант построения автономно-сетевой СФЭУ, подключенной к сельской сети. Автономно-сетевые СФЭУ могут обеспечить дополнительную мощность, позволить повысить надежность электроснабжения ответственных сельскохозяйственных потребителей, снизить потребление от сети, а также обеспечить электропитание фермерских хозяйств, расположенных на территориях децентрализованного электроснабжения.

*Ключевые слова:* электроснабжение, малая распределенная энергетика, возобновляемые источники энергии, фотоэлектрические системы, солнечная батарея, аккумулятор, инвертор.

## Additional and backup electric supply of farms using of a stand-alone-grid-connected photovoltaic installations

D.A. Kozyukov, B.K. Tsygankov, A.V. Bogdan  
Kuban State Agrarian University  
Krasnodar, Russia  
kozyukov\_dmitrii@mail.ru

It is proposed and is viewed a comprehensive approach to the issues the basic, additional and backup power supply farms by applying of a solar photovoltaic systems (PVS). Were analyzed basic design options stand-alone- grid-connected backup type PVS connected to the rural grids. In this paper are discusses the embodiments of photovoltaic systems to provide backup power load consumers. Stand-alone- grid-connected PVS can provide additional power, allow the enhance the reliability of power supply of agricultural consumers, lower consumption of grid and ensure electric power supply for farms situated in the isolated energy areas.

*Keywords:* electricity supply, small distributed energy, renewable energy sources photovoltaic systems, solar panel, battery, inverter.

### 1. СОСТОЯНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ СЕЛЬСКИХ ТЕРРИТОРИЙ

Сельские электрические сети – важнейший элемент инженерной инфраструктуры сельских территорий. В сельской местности потребляется до 13% от всего объема электропотребления страны. От состояния электроэнергетической инфраструктуры напрямую зависят функционирование предприятий агропромышленного комплекса (АПК) и качество жизни сельского населения.

Как известно, электроснабжение сельских потребителей имеет свои особенности [1, 2]:

- пониженная надежность сельских электрических сетей (механические повреждения линий и короткие замыкания);
- перерывы в электроснабжении по причинам перегрузок и изношенности оборудования сетей;

- сельские потребители обеспечиваются электроэнергией более низкого качества из-за многократных трансформаций напряжения, отсутствия устройств регулирования напряжения;
- дежурный электротехнический персонал находится, как правило, на большом расстоянии.

Главной особенностью электроснабжения предприятий и населенных пунктов в сельской местности является необходимость подводить энергию к небольшому числу сравнительно малогабаритных объектов, рассредоточенных по территории.

Существующее энергохозяйство сельских сетей значительно устарело: доля находящихся в эксплуатации линий и электрооборудования выработали свой ресурс до 70%. Это приводит к дефициту мощностей и перебоям в электроснабжении. В последние годы серьезной проблемой стало низкое качество электроснабжения (низкая надежность поставок электроэнергии, несоответствие качества электроэнергии нормативным требованиям).

Интенсивное ведение сельскохозяйственного производства требует больших энергозатрат на производство продукции. Технические мероприятия, направленные на повышение энергоэффективности и энергосбережение, позволяют разгрузить электрическую сеть и оптимизировать режимы ее работы, а также снизить затраты на оплату электроэнергии, и, следовательно, снизить себестоимость производимой продукции.

Ряд предприятий АПК по численности и составу электроустановок, требованиям к надежности их электрообеспечения и качеству электроэнергии приблизились к промышленным потребителям. Тем самым, даже в районах централизованного энергоснабжения давно назрела необходимость развития собственной генерации [3-5].

Таким образом, для многих крупных предприятий АПК и фермерских хозяйств остро стоят вопросы обеспечения надежности, качества и эффективности электрообеспечения на фоне повышения тарифов на электроэнергию и стоимости привозного топлива.

## II. МАЛАЯ РАСПРЕДЕЛЕННАЯ И ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА. ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ

Малая распределенная энергетика (МРЭ) в России представлена дизельными, газопоршневыми, газотурбинными, парогазовыми энергоустановками. В труднодоступных районах, где отсутствует централизованное электроснабжение, эксплуатируются преимущественно, дешевые и неэкономичные дизельные электростанции [4, 5].

*В связи с этим, к основным задачам развития электроэнергетической базы АПК относят [1, 4-9]:*

- развитие электроэнергетической инфраструктуры сельских территорий для покрытия возрастающих нагрузок, надежного, устойчивого и экономичного электроснабжения;
- снижение аварийных отключений и перерывов в электроснабжении; снижение зависимости от централизованного электроснабжения, в том числе посредством развития МРЭ на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

Введение собственных мощностей выполняется прежде всего в целях повышения надежности энергоснабжения, минимизации затрат на энергообеспечение производства и, соответственно, снижение издержек в структуре себестоимости выпускаемой продукции.

Внедрение собственной генерации с использованием ВИЭ может оказать влияние на развитие сельхозпроизводства и повышение социально-экономического уровня населения.

Таким образом, возрастает актуальность в разработке и исследовании установок МРЭ на базе ВИЭ для потребителей АПК [6-9]. Наиболее перспективными ВИЭ являются солнечные фотоэлектрические установки (СФЭУ) и станции, совокупная мощность которых в мире к концу 2014 года достигла 177 ГВт [10, 11].

В России доля солнечной генерации составляет лишь 0,5–0,8% от общей мощности электростанций. По данным министерства энергетики, до 2024 г. в России планируется ввести порядка 1,6 ГВт мощностей солнечной генерации.

Уровни солнечной радиации на территории РФ существенно варьируются. По оценкам, солнечная радиация в отдаленных северных районах составляет 810 кВт·час/м<sup>2</sup> в год, тогда как в южных районах она превышает 1400 кВт·час/м<sup>2</sup> в год. Потенциал солнечной энергии наиболее велик на юго-западе (Северный Кавказ, район Черного и Каспийского морей), в Южной Сибири и на Дальнем Востоке. Значительными ресурсами обладают Калмыкия, Ставропольский край, Ростовская область, Краснодарский край, Волгоградская область, Астраханская область, а также Алтай, Приморье, Читинская область, Бурятия.

Краснодарский край представляет особый интерес с точки зрения возможностей развития солнечной энергетики, так как это может дать существенный отраслевой и общий социально-экономический эффект.

Особенно перспективно применение СФЭУ в районах децентрализованного электроснабжения, а также в составе систем резервного электроснабжения потребителей.

Автономно-сетевые электротехнические комплексы с фотоэлектрическими преобразователями

К обозначенным выше проблемам обеспечения автономного, дополнительного и резервного электроснабжения предприятий АПК и фермерских хозяйств необходим комплексный подход.

Так, в работах [12-17] рассматриваются схемные решения СФЭУ, которые могут работать как параллельно с централизованной электросетью, так и в автономном режиме в целях обеспечения резервного электроснабжения потребителей, а также для добавления мощности во внутреннюю сеть.

СФЭУ могут эффективно дополнять традиционную генерацию, формируя, например, дизель-солнечные гибридные электротехнические комплексы (ЭТК), имеющие также подключение к централизованной сети.

Структурно-функциональная схема автономно-сетевого ЭТК с фотоэлектрическими преобразователями (ФЭП) представлена на рис. 1.

Гибридные ЭТК на основе дизель-солнечных или дизель-ветро-солнечных установок оснащаются аккумуляторными батареями (АКБ) с целью повышения надежности и эффективности электроснабжения потребителей, а также экономии дорогостоящего привозного дизельного топлива [20-22].

Рассмотрим основные режимы работы ЭТК. При отключении сети (С) электроприёмники первой категории (Н1) получают основное питание от АКБ через обратимый инвертор (ОИ) и дополнительную мощность от солнечных батарей (СБ) в дневное время через сетевые инверторы (СИ) [18-19].

Неответственные нагрузки (Н2) получают питание преимущественно от стабильной сети. В этот же узел может быть добавлена мощность от СБ1 через инвертор СИ1 так, чтобы дополнительная энергия поступала только во внутреннюю сеть потребителя, особенно при плановых и аварийных отключениях питающей сети.

Предлагается совместное использование электрохимических суперконденсаторов (ЭСК) и АКБ, формирующих собой гибридный накопитель электроэнергии (ГНЭ) [16].

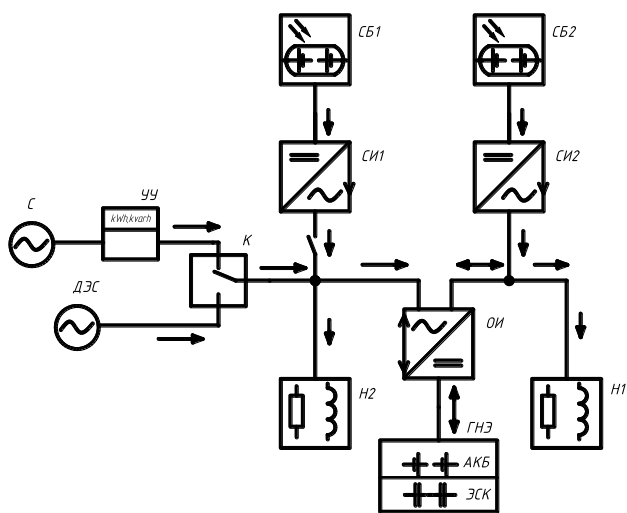


Рис. 1. Структурно-функциональная схема ЭТК с ФЭП

Коммутатор (К) выполняет переключение «Сеть/ Дизельная электростанция (ДЭС)». Узел учета (УУ) оснащается электронным счетчиком электрической энергии.

### III. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Солнечная фотоэнергетика является наиболее динамично развивающейся отраслью возобновляемой энергетики. Применение аккумуляторных СФЭУ в качестве источника энергии для резервируемых нагрузок оправдывается себя с технико-экономических позиций тем, что обеспечивается предотвращение или снижение экономических ущербов, вызванных перерывами в электроснабжении.

Стоимость электроэнергии, получаемая от СФЭУ, все еще намного превосходит стоимость электроэнергии, вырабатываемой традиционными электростанциями – по причине высоких начальных капиталовложений. Таким образом, СФЭУ с АКБ следует использовать в первую очередь для электроснабжения фермерских хозяйств, удаленных от существующих электросетей, а также для ответственных нагрузок – при необходимости иметь резервный источник на случай перебоев в электроснабжении. К тому же, СФЭУ могут эффективно дополнять традиционную генерацию, формируя дизель-солнечные гибридные ЭТК, пример которого кратко рассмотрен в данной статье.

Таким образом, гибридные дизель-солнечные ЭТК могут применяться для обеспечения надежного, качественного и эффективного электроснабжения сельскохозяйственных потребителей, а также для экономии привозного дизельного топлива.

### Список литературы

[1] Будзко И.А. и др. Электроснабжение сельского хозяйства / И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. – М.: Колос, 2000. – 536 с.  
 [2] Стребков Д.С. Перспективные направления развития энергетической базы села и повышения энергоэффективности сельхозпроизводства / Д.С. Стребков, А.В. Тихомиров // Достижения науки и техники АПК. – 2009. – №10. – С. 4–9.  
 [3] Попель О.С. Возобновляемые источники энергии: роль и место в современной и перспективной энергетике // Рос.

хим. ж. (Ж. Рос. хим. об-ва им. Д.И. Менделеева). – 2008. – Т. LI. Т6. – С. 95–106.

[4] Лукутин Б.В. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении: монография / Б.В. Лукутин, О.А. Суржикова, Е.Б. Шандарова. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 231 с.  
 [5] Безруких П.П. Состояние и перспективы использования возобновляемых источников энергии в мире / П.П. Безруких, П.П. Безруких (мл.) // СОК, август 2014. – С. 78–82.  
 [6] Козюков Д.А. Вопросы развития малой распределенной энергетики на основе возобновляемых источников / Д.А. Козюков // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. V междунар. науч.-техн. конф., Т.2., г. Томск, 10-14 ноября 2014 г. / Мин-во образования и науки РФ, Томский политехнический университет. –Томск. – С.527-530.  
 [7] Козюков Д.А. Предпосылки развития малой распределенной энергетики / Д.А. Козюков // Проблемы и перспективы технических наук: сборник статей Международной научно-практической конференции (10 августа 2015 г., г. Уфа). – Уфа: АЭТЕРНА, 2015. С.28-29.  
 [8] Козюков Д.А. Малая распределенная энергетика в АПК / Д.А. Козюков // Научные исследования и разработки: сборник статей Международной научно-практической конференции (25 августа 2015 г., г. Уфа). – Уфа: АЭТЕРНА, 2015. – С.46-48.  
 [9] Козюков Д.А. Малые распределенные энергосистемы на основе возобновляемых источников для реконструкции и развития энергетической инфраструктуры сельских территорий / Д.А. Козюков // Инновационная наука. – 2015. – № 9 (9). – С. 81–83.  
 [10] Козюков Д.А. Анализ темпов и перспектив развития солнечной фотоэнергетики / Д.А. Козюков, Б.К. Цыганков // Инновационная наука. – 2015. – № 8-2 (8). – С. 38–41.  
 [11] Амерханов Р.А. Состояние развития солнечной фотоэнергетики / Р.А. Амерханов, Б.К. Цыганков, Д.А. Козюков // Труды Кубанского государственного аграрного университета. – 2015. – № 6 (57). – С.161–169.  
 [12] Козюков Д.А. Электроснабжение объектов агропромышленного комплекса с помощью фотоэлектрических станций / Д.А. Козюков, Б.К. Цыганков // Инновации в сельском хозяйстве. – 2014. – № 3 (8). – С. 124–128.  
 [13] Козюков Д.А. Резервирование нагрузок сельскохозяйственных потребителей с использованием аккумуляторных фотоэлектрических систем / Д.А. Козюков, Б.К. Цыганков // Инновации в сельском хозяйстве. – 2015. – №3 (13). – С. 90–94.  
 [14] Козюков Д.А. Повышение надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей посредством применения фотоэлектрических станций / Д.А. Козюков // Актуальные проблемы энергетики АПК: материалы VI международной научно-практической конференции / Под общ. ред. Трушкина В.А. – Саратов: ООО «ЦеСАин», 2015. – С.102-103.  
 [15] Козюков Д.А. Применение фотоэлектрических станций для резервного электроснабжения нагрузок сельскохозяйственных потребителей / Д.А. Козюков // В сборнике: Россия молодая Сборник материалов VII Всерос. науч.-практич. конф. молодых ученых с междунар. участием. – 2015. – С. 113  
 [16] Козюков Д.А. Вопросы подключения фотоэлектрических станций к сельским электрическим сетям для повышения надежности электроснабжения ответственных потребителей АПК / Д.А. Козюков // Электроэнергетика глазами молодежи: труды VI международной научно-технической конференции. – В 2 т. Т 1. – ИГЭУ. Иваново, 2015. – С. 296–301.

- [17] Козюков Д.А. Обеспечение электроэнергией фермерских хозяйств с помощью солнечных электростанций / Д.А. Козюков, Б.К. Цыганков // Инструменты современной научной деятельности: сб. статей Междунар. науч.-практич. конф. (8 февраля 2016 г., г. Магнитогорск). В 2 ч. Ч.2 – Уфа: МЦИИ ОМЕГА САЙНС, 2016. – С. 55–56.
- [18] Козюков Д.А. Двухнаправленные инверторы солнечных фотоэлектрических станций / Д.А. Козюков // Современные концепции развития науки / Сборник трудов Международной научно-практической конференции. – 2015. – С. 54–56.
- [19] Козюков Д.А. Ведомые сетью микроинверторы в составе солнечных фотоэлектрических установок / Д.А. Козюков // Современные концепции развития науки. Сб. трудов Междунар. научно-практической конференции. – 2015. – С. 52-54.
- [20] Грибков С.В. Ветро-дизельные энергетические комплексы для районов, удаленных от централизованного энергоснабжения/ С.В. Грибков // Вести в электроэнергетике. – 2008. – №4. – С.13–19.
- [21] Разработка многофункционального энергетического комплекса на основе гибридной ветродизельной установки с накопителем энергии / А.Н. Долуденко, Т.Ю. Жораев, А.Н. Новиков, Н.Л. Новиков, Ю.Г. Шакарян [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ras.ru/FStorage/Download.aspx?id=20f0999e-e0cc-4660-a775-7f8ff0e7adbc>  
Исследование устойчивости электротехнических комплексов с ветродизельными электростанциями / Е.Н. Соснина, А.В. Шалухо, С.А. Анисимов, И.А. Липужин, А.А. Смирнов [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.nntu.ru/trudy/2015/01/203-208.pdf>

# Разработка системы мониторинга технического состояния обмотки ротора турбогенератора

М.В. Крицкий, В.И. Полищук  
ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»  
Самара, Россия  
nurochka18@yandex.ru

В настоящее время такое повреждение, как витковое замыкание в обмотке ротора турбогенератора, является одним из трудно выявляемых видов повреждений. При этом на турбогенераторах защиту от повреждения межвитковой изоляции обмотки ротора не устанавливают. Такое положение обусловлено отсутствием надежных и апробированных методов получения однозначно трактуемой информации о повреждении, фиксируемой штатными средствами измерения. Проблему отсутствия релейной защиты можно компенсировать системой технической диагностики, которая может с высокой вероятностью на основе комплекса косвенных признаков выделять диагностическую информацию, свидетельствующую о возникновении виткового замыкания в обмотке ротора.

При разработке системы мониторинга использовались методы цифровой обработки сигналов на базе алгоритмов адаптивной фильтрации по функциям Лагерра и математическая теория распознавания образов. Разработана концепция построения системы мониторинга технического состояния обмотки ротора турбогенератора на базе интеллектуальных методов обработки информации, способных выявлять замыкание одного витка. Мониторинг состояния обмотки ротора позволяет не только получать информацию о техническом состоянии машины, в процессе эксплуатации определяя степень развития повреждения, но и может быть использован для проверки качества изготовления обмотки нового ротора или ротора после его ремонта.

*Ключевые слова: турбогенератор, мониторинг, витковое замыкание, адаптивная фильтрация.*

## The monitoring system of technical condition turbogenerator rotor winding development

M.V. Kritskiy, V.I. Polishchuk  
Samara State Technical University  
Samara, Russia  
nurochka18@yandex.ru

Such damage as turn-to-turn short-circuits in turbogenerator rotor winding is one of the difficult revealed types of damage nowadays. Thus protection against interturn insulation of a rotor winding damage in turbogenerators isn't established. Such situation is caused by lack of the reliable and approved methods of obtaining unambiguously treated information about damage fixed by regular measuring devices. The lack of relay protection can be offset by the system of technical diagnostics which, basing on indirect evidence, is able to send the diagnostic signal pointing at the emergence of the turn-to-turn short-circuit in a rotor winding.

During development of the monitoring system methods, digital processing of signals on the basis of adaptive filtration algorithms and mathematical possibility theory application were used. The creation concept of a turbogenerator rotor winding monitoring system technical condition, on the basis of intellectual methods of information processing capable to reveal short circuit of single turn is developed. Condition monitoring of rotor winding allows not only receiving information about technical condition of the device, in operation process extent of damage development, but also could be used for quality check of a new rotor winding production or a rotor after its repair.

*Keywords: turbogenerator, monitoring, turn-to-turn short-circuit, adaptive filtration.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Основным источником выработки электрической энергии являются турбогенераторы (ТГ). В настоящее время около 80 % установленных ТГ на электростанциях находятся в эксплуатации более 20 лет. В связи с таким сроком службы вероятность повреждений в обмотках ротора ТГ резко возрастает. Одними из распространенных видов повреждений являются межвитковые замыкания на корпус

пус или возникновение двойного замыкания на корпус («землю») обмотки ротора [12, 13].

В то же время на ТГ защиты от межвитковых замыканий обмотки ротора не устанавливают. Также отсутствуют и апробированные системы технической диагностики, способные диагностировать повреждения межвитковой изоляции обмотки ротора ТГ во всех эксплуатационных режимах работы. Такое положение обусловлено отсутствием методов и средств получения однозначно трак-

туемой информации о возникновении повреждения межвитковой изоляции, надежно фиксируемой штатными средствами измерения [3, 4, 7 – 10, 12, 13].

Построение технической диагностики, функционирующей в эксплуатационных режимах работы генератора, необходимо осуществлять на основе ряда косвенных признаков, свидетельствующих о связи между физическими процессами при пробоях межвитковой изоляции и изменением электрических параметров машины.

Одним из косвенных признаков возникновения витковых замыканий (ВЗ) в обмотке ротора ТГ является искажение симметрии магнитного поля [11].

**Цель.** Разработать метод выделения полезной цифровой информации о возникновении виткового замыкания в обмотке ротора ТГ на основе анализа симметрии магнитного поля.

**Постановка задачи.** Используя сигнал на выходе датчика магнитного поля рассеивания, установленного снаружи ТГ на торцевом щите, выделить полезную составляющую о ВЗ при помощи декомпозиции сигнала по функциям Лагерра, проверить основные принципы построения системы диагностики на экспериментальной установке.

**Методы и средства.** Для снятия данных используется датчик магнитного потока, представляющий собой магнитный трансформатор тока (рис. 1). В датчике размещен П-образный сердечник 1 из трансформаторной стали. Обмотку 2 катушки из изолированного провода наматывают на каркас 3 из изоляционного материала. Сердечник датчика должен плотно, без воздушного зазора прилегать к торцевому щиту 4 ТГ. Благодаря такой конструкции, датчик не подвержен воздействию внешних магнитных полей.

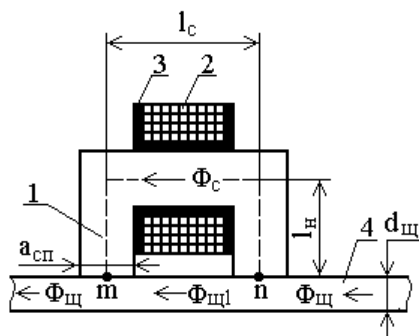


Рис. 1. Конструкция датчика магнитного потока

## II. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ УСТАНОВКА

Принципиальная схема разработанной экспериментальной установки приведена на рис. 2. В состав установки входят: синхронный генератор *G* (ГАБ-4-Т/230), приводимый во вращение асинхронным двигателем *M* (АИР 100 L2), питаемым частотным преобразователем ПЧ (Altivar 71), датчик момента *ДМ* (Mini-Smart Drehmomentsensor Тип 4502A50RAU), датчик оборотов *ДО* (ESS-PA005-3600), датчики вибрации подшипников (АВ-321FK), датчик магнитного поля *ДМП* (индукционный датчик), датчики напряжения *ДН 1...3*, датчики тока *ДТ 1...3* (шунт 75ШИП1-10-0.5), датчик угла нагрузки *ДУНг*, датчик тока возбуждения *ДТВ* (шунт 75ШИП1-10-0.5), датчик напряжения возбуждений (делитель напряже-

ния), аналого-цифровой преобразователь *АЦП* (РСІ 6024Е), автоматический регулятор возбуждения *АРВ*.

Для имитации виткового замыкания с обмотки ротора через дополнительные контактные кольца были выведены отпайки с замыканием 4, 10 и 30 % витков полюса.

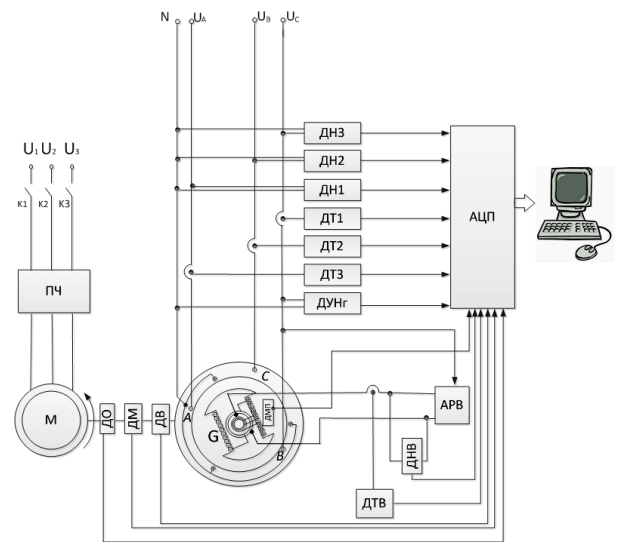


Рис. 2. Принципиальная схема экспериментальной установки

Два коннектора обеспечивают удобство доступа ко входам/выходам плат сбора данных РСІ 6024Е персонального компьютера. Каждый коннектор имеет 16 каналов аналогового ввода с 68 контактами и 8 линиями цифрового ввода/вывода.

Для получения данных о наличии ВЗ были сняты экспериментальные данные с действующей установки, на выходе датчика (рис. 3). При возникновении ВЗ возникают неоднородности, выделенные кругами (рис. 3, б), которые свидетельствуют о наличии повреждения межвитковой изоляции [5]. На рис. 4, а, б приведены соответственно осциллограммы при нагрузке генератора.

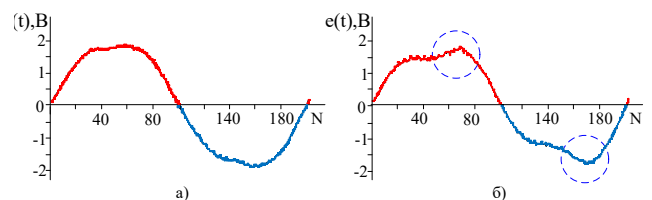


Рис. 3. Осциллограмма ЭДС на выходе ДМП в режиме холостого хода

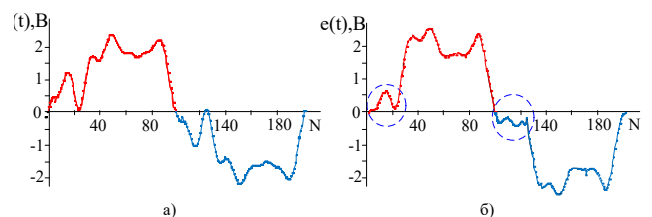


Рис. 4. Сигнал на выходе датчика магнитного потока в нагрузочном режиме генератора: а – без виткового замыкания; б – с витковым замыканием



Для выделения информации предлагается использовать декомпозиции сигнала по функциям Лагерра [5]. Функции Лагерра получают с помощью ортогональных полиномов, расчетная формула которых имеет вид

$$L_n(\tau) = \frac{e^\tau}{n!} \cdot \frac{d^n}{d\tau^n} (\tau^n e^{-\tau}). \quad (1)$$

Поскольку полиномы Лагерра образуют систему расходящихся при  $\tau \rightarrow \infty$  функций, для разложения сигналов используют функции Лагерра:

$$l_n(\tau) = e^{-\tau/2} L_n(\tau), \quad n = 0, 1, 2, \dots \quad (2)$$

После замены  $\tau = 2\alpha t$  и умножения на нормирующий коэффициент  $\sqrt{2\alpha}$  в общем виде функции описываются формулой

$$l_n(t) = \sqrt{2\alpha} \cdot \exp(-\alpha t) \cdot \sum_{j=0}^n (-1)^j \cdot \frac{C_n^j}{j!} \cdot (2\alpha t)^j, \quad (3)$$

где  $C_n^j$  – число сочетаний из  $n$  по  $j$ .

Важным пунктом спектрального анализа с использованием функций Лагерра является выбор значения масштабного коэффициента  $\alpha$ . Его значение рекомендуется выбирать так, чтобы длительность исследуемого сигнала и функции Лагерра были примерно равны.

Функция Лагерра получила широкое распространение в системах обработки сигналов различного назначения. Это в значительной степени объясняется простотой их генерирования.

Информационным сигналом для дальнейшего анализа выступает оцифрованный в АЦП временной ряд ЭДС, полученный с выхода датчика магнитного поля рассеяния. Частота дискретизации АЦП 10 кГц, следовательно, исследуемый сигнал в течение одного периода представлен 200 точками данных (рис. 5). Для извлечения информации о наличии такого искажения исходный сигнал разбивается на два сигнала: первый сигнал, «синий», содержит только положительные полуволны, а второй сигнал, «зеленый», – только отрицательные.

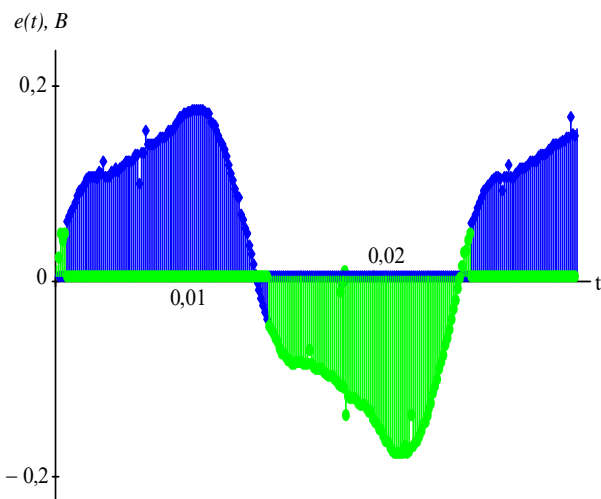


Рис. 5. Исходный сигнал, разбитый на положительные и отрицательные полуволны

Положительная полуволна раскладывается на коэффициенты ряда разложения по системе функций Лагерра в течение одного периода, та же процедура проводится с отрицательной полуволной за время одного периода. Для выделения полезной информации о наличии повреждения воспользуемся аппаратом теории распознавания образов. Эти компоненты разложения сравниваются относительно друг друга (рис. 6).

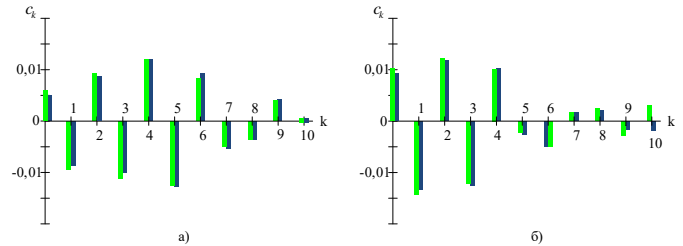


Рис. 6. Спектральные диаграммы для положительной и отрицательной полуволны: а – без виткового замыкания; б – с витковым замыканием; ■ – коэффициент отрицательной полуволны; ■ – коэффициент положительной полуволны

Как видно из рис. 6, наблюдается сильное различие 8, 9 и в особенности 10-го коэффициента при наличии виткового замыкания (рис. 6, б). В качестве критерия наличия замыкания в обмотке ротора синхронного генератора предлагается ввести интегральный коэффициент несимметрии  $\delta$ , определяемый в процентах как

$$\delta = \frac{\sum_{k=0}^K |c_{1k}| - |c_{2k}|}{\sum_{k=0}^K |c_{1k}|} \cdot 100 \%, \quad (4)$$

где  $c_{1k}$  и  $c_{2k}$  – коэффициенты ряда для положительной и отрицательной полуволны;  $K$  – количество коэффициентов ряда.

### III. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ ПРОВЕРКИ

При замыкании 4 % витков  $\delta = 6,625 \%$ , а без повреждения  $\delta = 1,33 \%$ , причем такое соотношение в процентах с незначительными отклонениями наблюдалось при нагрузке генератора от 25 до 100 % нагрузки и при изменениях тока возбуждения (изменении выдаваемой реактивной мощности). При замыкании 10,5 % витков обмотки возбуждения  $\delta$  возросло до 17,2 %, и, следовательно, данный критерий принципиально может служить признаком возникновения виткового замыкания в обмотке возбуждения синхронной машины.

### IV. ВЫВОДЫ

Предложен метод выделения диагностического сигнала повреждения обмотки ротора синхронного генератора, основанный на декомпозиции ЭДС на выходе датчика магнитного поля по функциям Лагерра. Экспериментально доказано, что предложенный алгоритм достаточно надежно выявляет локальные изменения сигнала, связанные с замыканием 4 % витков обмотки ротора.

### Список литературы

[1] Алексеев Б.А. Определение состояний (диагностика) крупных турбогенераторов. – М.: НЦ ЭНАС, 2001. – 152 с.

- [2] Вольдек А.И. Электрические машины: Учебник для студентов высш. техн. учеб. заведений. – 3-е изд., перераб. – Л.: Энергия, 1978. – 832 с.
- [3] Глебов И.А., Данилевич Я.Б. Диагностика турбогенераторов. – Л.: Наука. Ленингр. отд-ние, 1989. 119 с.
- [4] Гемке Р.Г. Неисправности электрических машин. – Л.: Энергия, 1969. – 272 с.
- [5] ГОСТ 27905.1-88. Руководство по оценке и идентификации систем изоляции электрического оборудования. Введен в действие с 01.01.1990 г. Постановление Государственного комитета СССР по стандартам от 25.11.1988 № 3842; международный стандарт МЭК 505-75.
- [6] Объем и нормы испытаний электрооборудования / под общ. ред. К.М. Антипова, Ф.Л. Когана, Л.Г. Мамиконянца. – 6-е изд. – М.: ЦНТИ «Инноватика», 2009.
- [7] Полищук В.И., Хамухин А.А. Выявление витковых замыканий обмотки ротора синхронного генератора на основе вейвлет-анализа магнитных потоков рассеяния // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323, № 5. – С. 85–93.
- [8] Полищук В.И. Построение защиты от виткового замыкания в обмотке ротора синхронного генератора на основе индукционного датчика магнитного поля рассеяния // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321, № 4. – С. 57–61.
- [9] Полищук В.И., Крицкий М.В., Герасимов Н.В. Разработка и экспериментальная апробация метода функциональной диагностики обмотки ротора синхронного генератора // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 11(часть 6). – С. 1104–1109.
- [10] Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – М.: ЭНАС, 2008. – 264 с.
- [11] Розум Т.И., Полищук В.И. Метод выявления витковых замыканий в обмотке возбуждения синхронного генератора // Фундаментальные исследования. – 2013. – № 8(часть 5). – С. 1061–1065.
- [12] Хазан С.И. Турбогенераторы: Повреждения и ремонт / под ред. П.И. Устинова. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 520 с.

# Оценка надежности систем электроснабжения при интеграции возобновляемых источников энергии

Д.С. Крупенев<sup>1,2</sup>, Н.А. Шамарова<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ФГБОУ ВО «Иркутский национальный исследовательский технический университет»

<sup>2</sup>ФГБУН «Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук»  
Иркутск, Россия

Надежность характеризуется такими факторами как безотказность, долговечность, живучесть, ремонтпригодность, сохраняемость и др., которыми пользуются в зависимости от назначения и условий применения объекта. Несмотря на возрастающее количество энергоисточников на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), объемы ввода которых в ряде развитых стран опережают объемы ввода традиционной генерации, вопросы надежности поставки нетрадиционных и возобновляемых энергоресурсов остаются недостаточно изучены. В настоящее время существует пробел в математическом аппарате оценки надежности систем электроснабжения (СЭС), включающих ВИЭ, в связи с чем представляется необходимым развитие в данном направлении.

*Ключевые слова:* электроэнергетическая система, возобновляемые источники энергии, ветроэлектростанции, солнечные электростанции, надежность электроснабжения, параметры надежности, нормальный закон распределения.

## Reliability assessment of power in integration of renewable energy sources

D.S. Krupenev<sup>1,2</sup>, N.A. Shamarova<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Irkutsk Nation Technical University

<sup>1</sup>Melentiev Energy Systems Institute Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences  
Irkutsk, Russian Federation

Reliability is characterized by such factors as reliability, durability, survivability, maintainability, persistence, etc., which are depending on the purpose and conditions of use of the object. Despite the increasing number of energy sources based on renewable energy sources (RES), the volume of the input which in some developed camp ahead of the volume of the input of traditional generation, questions the reliability of supply of alternative and renewable energy resources remain insufficiently studied. Currently there is a gap in the mathematical formalism of evaluating the reliability of power supply systems (SES), including renewable energy, and therefore seems necessary to develop in this direction.

*Keywords:* power system, renewable energy, wind farm, solar power, electricity reliability, reliability parameters, normal distribution.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с энергетической стратегией России до 2030 года, обеспечение надежности электроснабжения и высокой энергетической эффективности использования электроэнергии относятся к одним из основных стратегических целей развития электроэнергетики [1].

Надежность любой системы – это ее свойство выполнять заданные функции в заданном объеме и требуемого качества при определенных условиях функционирования. Применительно к системам электроснабжения (СЭС) одной из основных функций является бесперебойное снабжение потребителей электроэнергией в необходимом количестве и установленного качества. Надежность является сложным комплексным свойством и в зависимости от назначения объекта и условий функционирования может включать ряд единичных свойств (отдельно или в сочетании), основными из которых являются: сохраняемость, долговечность, безотказность, ремонтпригодность, режимная управляемость, устойчивость и живучесть [2].

Как правило, при проектировании систем электроснабжения, проведении обоснования эффективности и мест размещения электроэнергетических установок на возобновляемых энергоресурсах проводится без количественной оценки их надежности. Такое положение приводит к тому, что в ряде случаев принимаются неоптимальные, с точки зрения экономичности и надежности, решения. Поэтому актуальной остается задача разработки и совершенствования методик оценки надежности систем электроснабжения, включающих возобновляемые источники энергии (ВИЭ).

На сегодняшний день наиболее явно прослеживаются тенденция роста количества энергоисточников на базе ВИЭ, объемы ввода которых в ряде развитых стран опережают объемы ввода традиционной генерации.

Муниципальные предприятия по всему миру выбирают стратегию интеграции новых источников возобновляемой энергии в свои электросети. Конечной целью является обеспечение глобального производства энергии на 25 % от возобновляемых источников к 2025 году [3]. Тенденция этого вида энергии может оказаться экономически

благоприятной, как для потребителей, так и для производителей энергии за длительный период времени. Но при интеграции этих источников в электрические сети в коммерческом масштабе, сегодня еще предстоит решить ряд задач. В настоящее время для успешной интеграции возобновляемого источника энергии и электрическую сеть, необходимо рассмотреть несколько основных проблем.

Прежде всего, особенностью возобновляемых источников энергии является нестабильность выходной мощности, связанная с непостоянством характеристик энергоносителя (ветра, солнца). Поэтому в энергосистемах с ВИЭ присутствуют риски электроснабжения потребителей, связанные с непостоянством энергоносителя. Последствия от данных рисков заключаются в высокой вероятности нарушения электроснабжения потребителей.

## II. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ МЕТОДОМ FMECA

Предлагается для снижения ущерба и повышения качества функционирования системах с ВИЭ, целесообразно использовать анализ видов и последствий отказов FMECA [4], который возможно проводить не только на этапе проектирования электроэнергетических систем с ВИЭ, но и в процессе её работы. Метод, основанный на FMEA и дополняющий его анализом экономических аспектов и вопросов безопасности в целях принятия решений по техническому обслуживанию. Буква C, включенная в аббревиатуру FMECA, означает, что анализ вида отказов приводит также к анализу критичности. Определение критичности подразумевает использование качественной меры последствий видов отказа. Критичность имеет множество определений и способов измерения, большинству из которых присущ близкий смысл: воздействие или значимость вида отказа, который необходимо устранить или смягчить его последствия [5].

Цель анализа критичности состоит в качественном определении относительной величины каждого последствия отказа. Значения этой величины используют для установления приоритетности действий по устранению отказов или снижению их последствий на основе комбинаций критичности отказов и тяжести их последствий. Сочетание критичности и тяжести последствий характеризует риск, который отличается от обычно применяемых показателей риска меньшей строгостью и требует меньше усилий для оценки. Различия заключаются не только в способе прогноза тяжести последствий отказа, но также и в

описании взаимодействий между вносящими вклад факторами с помощью обычной восходящей процедуры FMECA. Кроме того, FMECA обычно позволяет провести относительное ранжирование вкладов в совокупный риск, в то время как анализ риска для систем с высоким риском обычно ориентирован на приемлемый риск. Однако для систем с низким риском и низкой сложностью FMECA может быть экономически более эффективным и подходящим методом. Всякий раз, когда при выполнении FMECA обнаруживается вероятность последствий с высоким риском, более предпочтительным является использование вероятностного анализа риска [Probabilistic Risk Analysis (PRA)] вместо FMECA.

Кроме этого для выбора диагностических признаков для отказов каждого вида, методами определения вида отказа и контроля состояния в целях формирования оптимальной стратегии мониторинга применяется анализ признаков видов отказов (FMSA) [failure modes symptoms analysis (FMSA)], основанный на FMECA.

Таким образом, с помощью данного метода возможна вероятностная оценка недоотпуска электроэнергии, связанного с риском непостоянства энергоносителей. Зависимость выработки электроэнергии ВИЭ от случайного характера изменения погодных условий может привести к дополнительным затратам, остановке технологического процесса; потери информации; финансовому ущербу.

## Список литературы

- [1] Энергетическая стратегия России до 2030 г. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.google.ru/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source>.
- [2] Шушпанов И.Н., Сулов К.В., Воропай Н.И. Математическая модель и топологический метод расчета надежности распределительной электрической сети Вестник Иркутского государственного технического университета. 2012. № 6 (65). С. 137-141.
- [3] Солонина Н.Н., Степанов В.С., Сулов К.В. Информационные технологии в интеллектуальных электрических сетях: монография – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2014.
- [4] Полуботко А.А. Надежность и качество поставок электроэнергии категории эффективности логистической системы // Вестник Томского государственного университета. – 2009. – № 321. – С. 142–146.
- [5] ГОСТ Р 51901.12-2007. Менеджмент риска. Метод анализа видов и последствий отказов.

# Система управления изолированной электрической сетью с распределенными источниками электроэнергии

Ю.П. Кубарьков, Я.В. Макаров  
Самарский государственный технический университет  
Самара, Россия  
tsara.cuba@yandex.ru

В ряде случаев в удаленных от энергосистемы районах имеют место быть изолированные электрические сети, которые состоят из одного или нескольких источников распределенной генерации и также распределенных потребителей. В условиях невозможности подключения к энергосистеме остро встает вопрос управления спросом и предложением на электроэнергию, ведением режима этой микросети и обеспечением потребителей электроэнергией соответствующего качества. Это обстоятельство требует внедрения новых активно-адаптивных элементов в электрические сети. Для этих целей может быть использована система управления, основанная на мультиагентном принципе.

*Ключевые слова: изолированные электрические сети, мультиагентные системы управления, активно-адаптивные элементы, режимы работы, восстановление электроснабжения.*

## Control system for isolated electrical network with distributed energy sources

Y. Kubarkov, Ya. Makarov  
Samara State Technical University  
Samara, Russian Federation  
tsara.cuba@yandex.ru

In some cases, in areas remote from the grid have a place to be electrically isolated network which consist of one or more distributed generation sources, and is also distributed consumers. The conditions of impossibility of connect to the grid acute question of demand management and supply of electricity, maintaining the mode of this microgrid and providing consumers with adequate quality of electricity. This situation requires the introduction of new active-adaptive elements in the electrical network. For these purposes the control system based on the multi-agent principle can be used.

*Keywords: isolated electrical network, multi-agent control system, active-adaptive elements, modes of operation, power restoration.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Основными поставщиками электрической энергии для потребителей в настоящее время являются традиционные электрические сети. Однако в некоторых труднодоступных районах электроснабжение потребителей осуществляется автономно, например, при помощи дизельгенераторов. Такие источники, как правило, расположены в одном месте - на повышающей подстанции, а электроснабжение потребителей осуществляется по линиям электропередач напряжением 6-10 кВ. Таким образом изолированные системы обладают следующими свойствами:

- независимость от энергосистемы;
- более низкий уровень потерь электроэнергии.

Однако данные системы обладают своими недостатками:

- отсутствие связи с энергосистемой обуславливает ограничение в располагаемой мощности;

- необходимо применение быстродействующих автоматических устройств, позволяющих своевременно реагировать на изменение нагрузки;
- радиальный характер сетей обусловленный необходимостью уменьшения уровня токов коротких замыканий.
- необходимость в резервировании путей электроснабжения потребителей.

Даже с учетом всех этих недостатков подобные микросети являются практически единственным поставщиком электроэнергии в изолированных районах. В развитых странах запада в таких сетях находят применение возобновляемые источники электроэнергии, как наиболее экологичные.

Наиболее значимой задачей является управление режимами работы источников, регулирование перетоков мощности и уровней напряжения на шинах потребителей. Для решения этой задачи может быть использована мультиагентная система управления, которая обладает необходимыми свойствами - гибкостью и быстродействием.

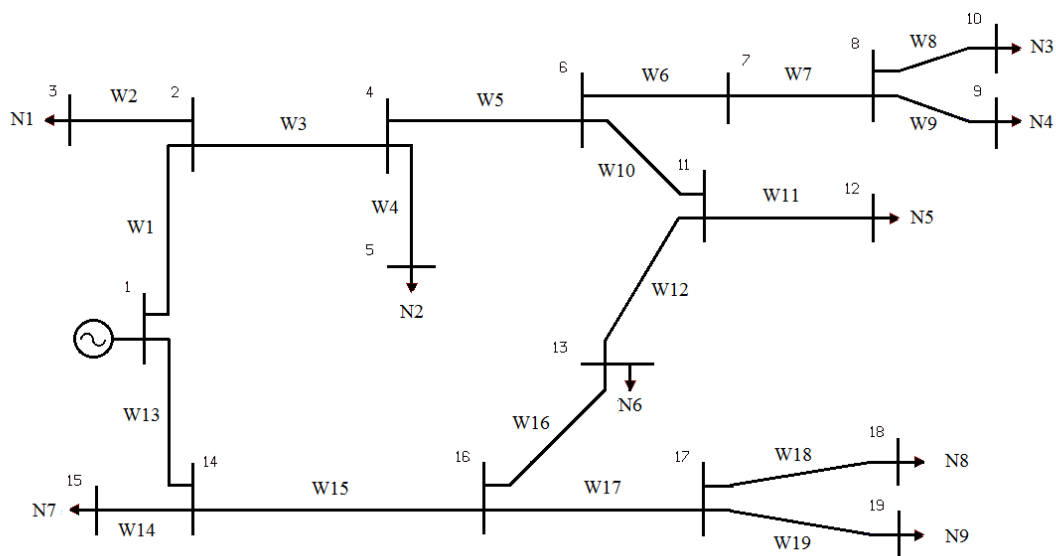


Рис. 1. Схема распределительной сети

Таблица I. ПАРАМЕТРЫ ЛЭП

№ Линии	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Сечение	120	50	120	50	120	95	95	70	70	120	95	120	120	95	120	120	95	70	70
Длина, км	4	1	1,7	0,5	1,2	2	0,5	1,2	1	1,5	1	1,5	3	0,9	2	2	1,9	0,9	0,7

## II. РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СЕТЬ

Для демонстрации работы системы была рассмотрена изолированная распределительная сеть (Рис. 1).

В состав сети входит один источник питания мощностью 2 МВт, девятнадцать линий электропередач (W1-W19) и девять потребителей (N1 - N9). Характеристика линии электропередач приведена в таблице 1.

Параметры потребителей сведены в таблицу 2.

Таблица II. ХАРАКТЕРИСТИКИ НАГРУЗОК

№ Узла	3	5	9	10	12	13	14	18	19
P, кВт	100	100	150	150	300	300	300	150	150
Q, квар	60	60	100	72	150	120	200	100	100

В нормальном режиме работы линия W12 находится в отключенном состоянии, схема сети имеет радиальный характер и питание потребителей происходит от единственного источника, режим работы сети в этом случае для ключевых узлов представлен на рисунке 2 (пунктирные линии 1 и 2).

Наиболее тяжелыми для сети являются режимы при авариях на линиях наиболее близко расположенных к источнику - W1 и W13 (рис. 1). При этом часть потребителей теряет электроснабжение на период срабатывания автоматики, включения в работу резервирующей линии W12 и набор нагрузки источником, так как резкий наброс нагрузки может привести к его отключению. Уровни напряжения в случае выхода из строя линии W1 (пунктирная линия 3) или линии W13 (пунктирная линия 4) представлены также на рисунке 2.

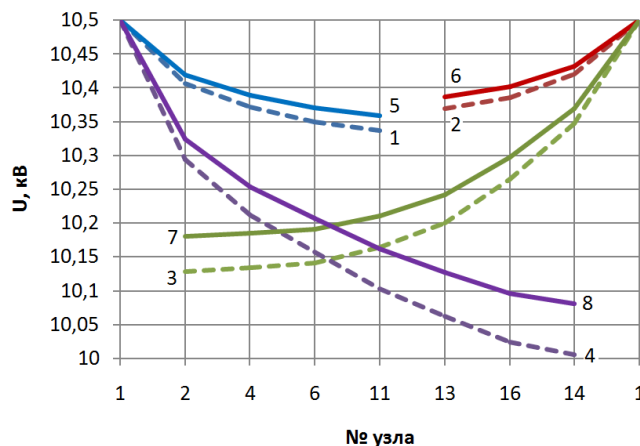


Рис. 2. Уровни напряжения сети в различных режимах

С учетом необходимости повышения  $\cos \phi$ , а также и уровня напряжения, на шинах потребителей имеются устройства компенсации реактивной мощности. Графики напряжения в узлах сети при практически полной компенсации для нормального режима (сплошные линии 1 и 2) и при выходе из строя линий W1 и W13 (сплошные линии 7 и 8 соответственно) отражены на рисунке 2.

При увеличении нагрузки, например, подключении дополнительного потребителя в узел 7 мощностью  $S=100+j60$  кВА уровни напряжения в узлах сети уменьшаются еще больше. На рисунке 3 сплошными линиями 1 и 2 отмечены уровни напряжения с учетом дополнительной нагрузки в нормальном режиме, линиями 3 и 4 - в аварийных режимах, а пунктирными линиями 5, 6, 7 и 8 - уровни напряжения в нормальном режиме.

Существует также метод реконфигурации сети, который позволяет перераспределять потоки мощности по линиям и таким образом увеличить уровни напряжения на шинах потребителей. Однако при переключении потребителя N5 на альтернативный вариант питания (линия W12 включена, а W10 отключена), уровни напряжения в новом режиме на шинах N5 - N9 сильно снижаются (пунктирные линии 9 и 10, рис.3).

Из анализа полученных данных следует, что для рассмотренных вариантов соблюдается условие нормально допустимого отклонения напряжения (не более  $\pm 5\% U_{ном}$ ), однако в аварийных режимах необходимо активное управление потоками мощности.

С этой целью в 7-й узел электрической сети внедряется дополнительный источник, мощность 1 МВт, который обеспечивает электроснабжение ближайших потребителей.

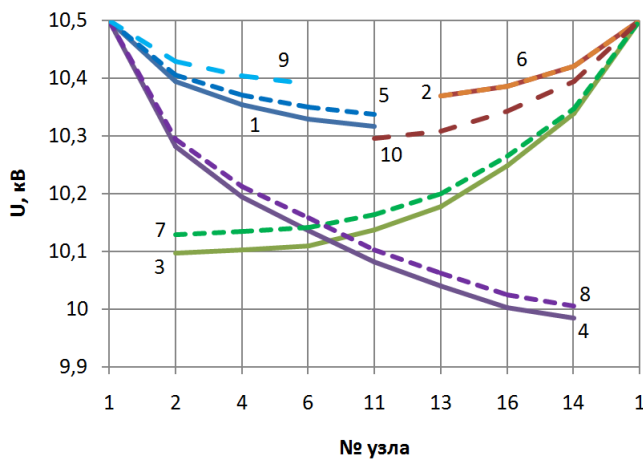


Рис. 3. Уровни напряжения при дополнительной нагрузке

Для управления располагаемыми источниками и устройствами компенсации реактивной мощности, как уже отмечалось, предлагается использование мульти-агентной системы (МАС). В подобной системе каждый агент представляет элемент электрической сети.

Критерием оптимизации является условие минимума потерь:

$$\Delta W = \sum_{\tau=1}^T \sum_{f=1}^M \pi_{f\tau} = \min,$$

при соблюдении в каждый момент времени  $\tau$  интервала  $T$

1) балансов мощности в сети

$$\begin{cases} \sum_{f=1}^M P_{f\tau} - \sum_i P_{fi\tau} - \Delta P_{f\tau} = 0; \\ \sum_{f=1}^M Q_{f\tau} - \sum_i Q_{fi\tau} - \Delta Q_{f\tau} = 0, \quad \tau = \overline{1, T} \end{cases}$$

2) ограничений по токам в ветвях

$$I_{l\tau} \leq I_{доп}; \quad l = \overline{1, L}; \quad \tau = \overline{1, T},$$

3) ограничений по напряжению в узлах

$$U_{i\min} \leq U_{i\tau} \leq U_{i\max}; \quad i = \overline{1, N}; \quad \tau = \overline{1, T},$$

где  $\tau$  – дискретное время;  $M$  – количество фидеров в сети.

### Электротехнические ограничения:

1. Приоритет отдается ближайшим источникам электроэнергии.

1. Каждый потребитель должен быть запитан только от одного источника.

2. Конфигурация сети должна быть радиальной.

3. Источники ограничены по мощности.

### III. ПОИСК РЕШЕНИЯ

Поиск решения осуществляется начиная от агентов нагрузки, которые обладают информацией о необходимом количестве электроэнергии. Агенты создают запросы на требуемое количество электроэнергии и передают его вышестоящим агентам. Например, агент нагрузки N5 отправляет запрос агенту линии W11, агент линии уточняет потери в собственной линии, корректирует запрос и передает его агенту шин 11, который проверяет наличие источников на собственных шинах и передает этот запрос агенту источника. Агент источника проверяет возможность выдачи требуемого количества мощности и в случае положительного ответа передает его обратно агенту нагрузки N5. В свою очередь агент нагрузки N6 передает запрос двум агентам линий W12 и W13. Агент линии W12 передает его агенту шин 11 и далее агенту генерации, после ответ возвращается агенту нагрузки N6. Параллельно этому запросу передается и второй запрос, начиная с W13, который доходит до агента источника, расположенного на шинах 1, и после положительного ответа возвращается агенту нагрузки N6. Таким образом агент N6 получает два положительных ответа, но с учетом более близко расположенного источника принимает решение о получении энергии от него.

Таким образом, агенты определяют от какого источника будет получаться электроэнергия. Однако агентам необходимо учесть ограничение по выдаваемой мощности. Поэтому если агенты получают промежуточный результат превышающий значение возможной генерации, то будет произведен расчет недостающего количества электроэнергии и соответствующий запрос будет отправлен следующему источнику.

Для представленной схемы при наличии дополнительной нагрузки в узле 7 и источника на шинах 11, который снабжает электроэнергией только потребителей N5 и N6 (линия W10 отключена), уровни напряжения в узлах сети отражены на рис. 4 (линии 5 и 6), для сравнения приведены графики начального режима (линии 1 и 2).

В случае отключения линии W1 агентами автоматически подключается линия W10, путем мгновенной передачи сообщений, а также перераспределение загрузки источников. Итоговый режим представлен на рис. 4. (кривая 7), для сравнения начальный режим - кривая 3. Аналогичным образом представлен режим при выходе из строя линии W13 - кривая 8 и начальный режим без источника - кривая 4.

### IV. ВЫВОДЫ

1. В работе предложена МАС для управления распределительными электрическими сетями с несколькими источниками распределенной генерации.

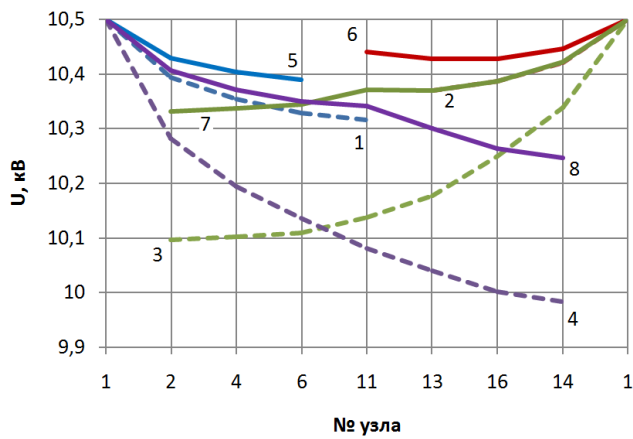


Рис. 4. Уровни напряжения при наличии дополнительного источника

2. Целью для МАС является оптимизация распределения нагрузок между ближайшими источниками распределенной генерации и управление режимами работы этих источников.

3. Ограничения налагаемые на МАС заключаются в соблюдении радиальной конфигурации сети и допустимого уровня отклонения напряжения.

4. Полученные результаты подтверждают корректность предлагаемого алгоритма и возможность работы МАС в реальных сетях.

#### Список литературы

- [1] Кубарьков И.Д., Кубарьков Ю.П., Макаров Я.В., Использование мультиагентов для управления активно-адаптивными электрическими сетями // Известия высших учебных заведений. Электромеханика (ВАК). Новочеркасск: Изд-во НПИ, 2014. - С. 98-102.
- [2] Кубарьков Ю.П., Макаров Я.В., Управление электроэнергетическими системами с применением мультиагентных технологий // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. V междунар. науч.- техн. конф., Т.1, г. Томск, 10-14 ноября 2014 г. / Мин-во образования и науки РФ, Томский политехнический университет.– Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – С. 280-284.
- [3] Кубарьков Ю.П., Макаров Я.В., Анализ взаимодействия мультиагентных систем в сетях с распределенными источниками электроэнергии // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды VI международной научно-технической конференции, Иваново. - В 2 т. - Иваново: ФГБОУ ВО "Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина", 2015. – С. 318-321.
- [4] F. Wernstedt and P. Davidsson, "A multi-agent system architecture for coordination of just-in-time production and distribution," in Proc. SAC, 2002, pp. 294–299.
- [5] M. M. Elnashar, R. El-Shatshat and M. A. Salama, "Optimum Siting and Sizing of a Large Distributed Generators in a Mesh Connected System," International Journal of Electric Power System Research, Vol. 80, June 2010, pp. 690-697.



# Перспективы создания новых энергосберегающих композиционных переходных элементов и узлов электротехнического назначения

Е.В. Кузьмин, В.И. Лысак, С.В. Кузьмин, А.П. Пеев  
Волгоградский государственный технический университет  
Волгоград, Россия  
e.v.kuzmin@yandex.ru

В работе рассмотрено влияние одновременного воздействия ультразвука в ходе взрывного нагружения на электрофизические свойства соединения меди с алюминием. Установлено, что при сварке взрывом с воздействием ультразвука наблюдается существенное уменьшение количества оплавленного металла во всем диапазоне свариваемости. При этом принципиально меняется и форма участков оплавленного металла, граница соединения имеет более прямолинейный профиль, нежели в образцах, сваренных взрывом без воздействия ультразвука. Показано, что применение медно-алюминиевых переходников, полученных сваркой взрывом с одновременным воздействием ультразвука, позволяет существенно снизить падение напряжения на участке «блюмс–клемма» до 2,6...2,8 мВ, тогда как при использовании штатных переходников, полученных сваркой взрывом без применения ультразвука, падение напряжения значительно выше – 5,6...6,1 мВ.

*Ключевые слова: сварка взрывом, электрофизические свойства, ультразвук, прочность соединения, падение напряжения.*

## Prospects of creation of new energy-saving compositional transition elements and assemblies for electrical purposes

Evgeniy Kuz'min, Vladimir Lysak, Sergei Kuz'min, Alexandr Peev  
Volgograd State Technical University  
Volgograd, Russian Federation  
E-mail: e.v.kuzmin@yandex.ru

The paper presents the influence of simultaneous impact of ultrasound during the explosive loading on electrophysical properties of copper and aluminum compounds. Established that for explosion welding with ultrasound influence observed with a substantial reduction of the metal melted in the entire range of weldability. This fundamentally changes the shape and sections of melted metal border connection is a straight profile, rather than in the samples without affecting the explosion welded ultrasound. Comparative data of electro testing have shown that the application of copper-aluminum reducers produced by this technology, can significantly reduce the voltage drop on a plot of "blooms terminal" to 2,6 ... 2,8 mV, whereas the use of standard reducers, obtained by explosive welding without the use of ultrasound, the voltage drop is much higher - 5,6 ... 6,1 mV.

*Keywords: explosive welding, electro physical properties, ultrasound, joint strength, the voltage drop.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Медно-алюминиевые двух- и многослойные композиционные материалы нашли широкое промышленное применение в черной, цветной металлургии, энергетике, электротехнике, электрохимии в основном в качестве токоподводящих и переходных элементов благодаря комбинированному сочетанию целого комплекса эксплуатационных свойств, таких как высокая электропроводность, пластичность, теплопроводность. Сварка взрывом в силу ряда ее специфических особенностей является наиболее целесообразным способом изготовления соединений из меди с алюминием.

Несмотря на то, что оба металла композиции обладают высокими пластическими свойствами, получение качественного бездефектного сварного соединения весьма проблематично по целому ряду причин, основными из

которых являются существенное различие физико-механических свойств, а также крайне неблагоприятный с позиции свариваемости тип металлургического взаимодействия с образованием в зоне соединения ряда устойчивых химических соединений:  $\theta$ -фаза ( $Al_2Cu$ ),  $\eta$ -фаза ( $AlCu$ ),  $\gamma_2$  фаза ( $AlCu_2$ ),  $\delta$ -фаза ( $Al_2Cu_3$ ),  $\xi$ -фаза ( $Al_3Cu$ ) и легкоплавкой 548-градусной эвтектики, состоящей из  $\theta$ -фазы и твердого раствора меди в алюминии [1]. Как следствие, диапазон получения качественного соединения значительно уже (получить равнопрочное соединение при "традиционных" значениях скорости контакта 2500...3000 м/с можно лишь в узком диапазоне углов соударения), чем при сварке металлов с удовлетворительной металлургической совместимостью, и любое отклонение от оптимальных значений параметров взрывного нагружения неизбежно приведет к образованию различного рода дефектов, снижающих прочностные и эксплуатационные свойства соединения [1].

Авторами работ [1, 2] исследовано влияние структурной неоднородности зоны соединения медно-алюминиевого композита на механические и электрофизические свойства (рис. 1). Показано, что уменьшение вероятности образования нежелательных структур возможно за счет использования низкоскоростных взрывчатых веществ, однако промышленный выпуск взрывчатых веществ с такими характеристиками недостаточно освоен. Другим путем расширения диапазона свариваемости является предварительное воздействие на металл термическим или иным способом, приводящее к изменению физико-механических свойств.

Авторами работ [1, 2] исследовано влияние структурной неоднородности зоны соединения медно-алюминиевого композита на механические и электрофизические свойства (рис. 1). Показано, что уменьшение вероятности образования нежелательных структур возможно за счет использования низкоскоростных взрывчатых веществ, однако промышленный выпуск взрывчатых веществ с такими характеристиками недостаточно освоен. Другим путем расширения диапазона свариваемости является предварительное воздействие на металл термическим или иным способом, приводящее к изменению физико-механических свойств.

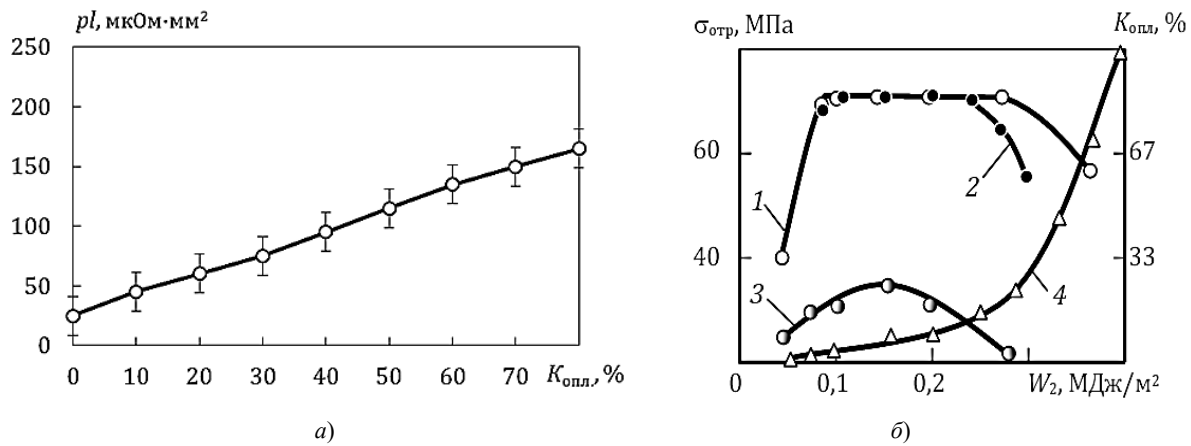


Рис. 1. Влияние структурной неоднородности на границе соединения медно-алюминиевого соединения на механические и физические свойства [2, 3]: а) – зависимость единичного электросопротивления  $\rho l$  от количества оплавленного металла  $K_{\text{опл}}$ ; б) – влияние величины энергии  $W_2$ , затраченной на пластическую деформацию на прочность  $\sigma_{\text{отр}}$ . (1 ... 3) и количество оплавленного металла  $K_{\text{опл}}$ . (4): 1, 4 –  $V_k = 1600$  м/с; 2 –  $V_k = 2000$  м/с; 3 –  $V_k = 3200$  м/с

Воздействие на металл (как в жидкой, так и твердой фазах) ультразвуковыми колебаниями сопровождается рядом уникальных эффектов и свойств, улучшающих процесс их обработки, в том числе и при сварке [3]. Принимая во внимание результаты исследования авторов работ, проведенные на однородных металлах (как меди, так и алюминии) [4, 6-7], можно предположить, что подобный эффект будет наблюдаться и при сварке взрывом разнородных медно-алюминиевых соединений под воздействием ультразвука.

Ческий угол соударения изменялся от  $4^\circ$  до  $18^\circ$  (скорость соударения  $V_c$  от 140 до 530 м/с), что в свою очередь позволило получать значения энергии, затрачиваемой на пластическую деформацию  $W_2$  в диапазоне от 0,07 до 1,0  $\text{МДж}/\text{м}^2$ . Частота и амплитуда ультразвуковых колебаний во всех опытах были постоянны и составляли 20 кГц и 7 мкм, соответственно (таблица). В качестве ультразвукового генератора использовали установку УЗГИ-2 питающую пьезокерамический преобразователь [4], предназначенный для преобразования электрических сигналов в механические колебания.

Целью данной работы являлось исследование влияния воздействия ультразвука на структуру и свойства в процессе формирования соединений из меди с алюминием при сварке взрывом.

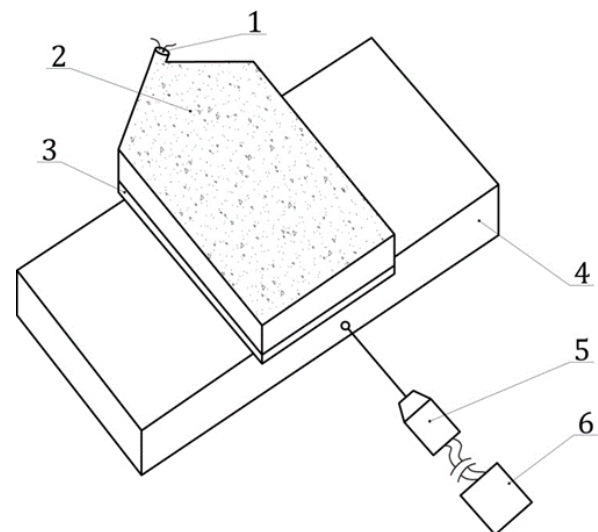


Рис. 2. Схема сварки взрывом с одновременным воздействием ультразвука переходника: 1 – электродетонатор; 2 – заряд ВВ; 3 – метаемая медная пластина; 4 – неподвижная алюминиевая пластина; 5 – пьезокерамический преобразователь; 6 – ультразвуковой генератор

## II. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для проведения исследований применялись пластины из отожженной меди М1 толщиной 3,5 мм и алюминия А5 толщиной 4 мм.

Сварку взрывом с одновременным воздействием ультразвука на неподвижную алюминиевую пластину осуществляли по параллельной схеме с встречно-направленным распространением ультразвуковых колебаний относительно скорости точки контакта (направления сварки). Для сравнения полученных результатов одновременно производили сварку образцов на идентичных режимах без воздействия ультразвука (контрольные образцы) (рис. 2) [4].

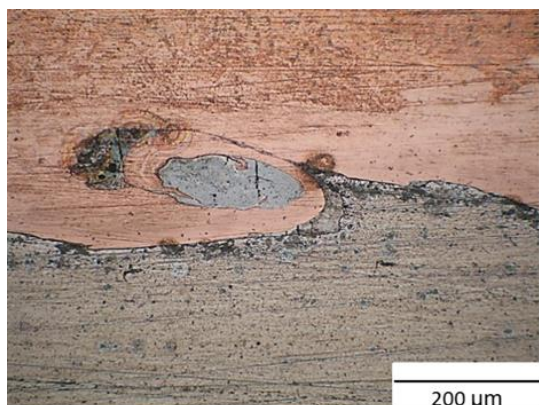
Расчет параметров режима сварки взрывом осуществляли с использованием пакета прикладных программ EW Calc [12...14].

Скорость точки контакта  $V_k$  варьировалась в диапазоне от 1600 до 3500 м/с за счет применения смесевых взрывчатых веществ (аммонит 6ЖВ+кварцевый песок), динами-

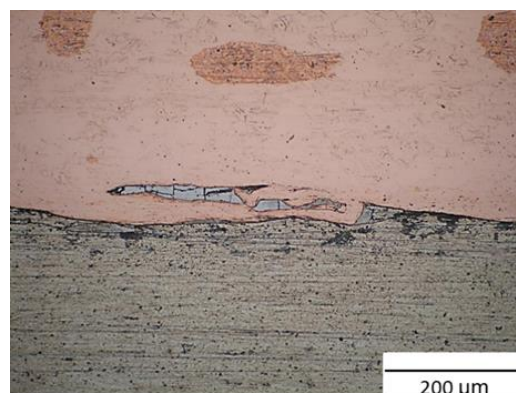
### III. РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Анализ результатов ранее проведенных исследований на однородных материалах (алюминий, медь) показал, что сварка взрывом с применением ультразвука позволяет повысить прочность и существенно снизить количество оплавленного металла на границе сварного соединения (рис. 3) [4, 6-7]. Поэтому для решения поставленной задачи было предложено использовать положительный эффект воздействия ультразвуковых колебаний на свариваемые материалы.

Результаты проведенных исследований показали, что



а)



б)

Рис. 3. Микроструктуры медно-алюминиевых образцов, полученные сваркой взрывом на различных режимах: а – контрольный образец (сварка взрывом); б – сварка взрывом с воздействием ультразвуковых колебаний.

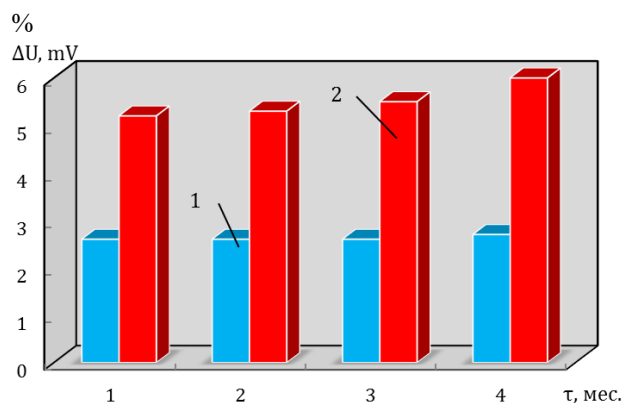


Рис. 4. Сравнительные данные изменения падения напряжения  $\Delta U$  на участке «блумс–клемма» катодной секции электролизера в процессе эксплуатации при токовой нагрузке 5000А: 1 – катодный узел с медно-алюминиевым переходником, полученным сваркой взрывом с одновременным воздействием ультразвука; 2 – катодный узел с медно-алюминиевым переходником, полученным сваркой взрывом без применения ультразвука

Экспериментально установлено, что прочное сварное соединение начинает образовываться уже при  $W_2 > 0,1 \dots 0,14 \text{ МДж/м}^2$ . Максимальное значение прочности на отрыв слоев для медно-алюминиевых образцов с воздействием ультразвука составляло  $\sigma_{\text{отр}} = 94 \text{ МПа}$ , в то время как максимальная прочность для контрольных образцов меньше –  $\sigma_{\text{отр}} = 83 \text{ МПа}$ .

Воздействие ультразвука в процессе сварки взрывом также приводит к некоторому увеличению максимальных значений микротвердости. Так, при сварке взрывом с воз-

во всем диапазоне режимов сварки взрывом в медно-алюминиевых образцах с воздействием ультразвука, прочность на отрыв слоев  $\sigma_{\text{отр}}$  выше, а количество оплавленного металла  $K_{\text{опл}}$  на границе соединения значительно меньше по сравнению с контрольными образцами без воздействия ультразвука (рис. 3). Причем при получении медно-алюминиевых соединений сваркой взрывом с воздействием ультразвука в пределах нижней границы области свариваемости (рис. 1) количество оплавленного практически равно нулю, в то время как в контрольных образцах составляет порядка  $K_{\text{опл}} \geq 15$ .

действием ультразвука максимальное значение микротвердости  $HV$  металла околошовной зоны, измеренное со стороны меди, составляло  $196 \text{ кгс/мм}^2$ , в то время как в контрольном образце – порядка  $176 \text{ кгс/мм}^2$ . Схожая тенденция наблюдается при замере микротвердости со стороны алюминия  $73 \text{ кгс/мм}^2$  против  $57 \text{ кгс/мм}^2$  в контрольных образцах.

Учитывая, что биметаллический переходник будет эксплуатироваться в условиях воздействия высоких температур из-за последующей аргонодуговой сварки при сборке катодного узла и его эксплуатации в непосредственной близости от раскаленной электролизной ванны, были проведены сравнительные исследования по изучению влияния режима термообработки на изменение микроструктуры медно-алюминиевого композита.

Исследование микроструктуры термообработанных образцов с помощью РЭМ–металлографии с высоким разрешением показало, что с увеличением температуры нагрева и времени выдержки в образцах, не подверженных ультразвуковому воздействию, происходит увеличение размера трещин в местах оплавок, а при  $T = 400^\circ\text{C}$  – наблюдается образование очень хрупкой интерметаллидной прослойки толщиной  $8 \dots 10 \text{ мкм}$ . При этом в образцах с воздействием ультразвуковых колебаний трещины отсутствуют, а интерметаллидная прослойка достаточно пластична и ее толщина не превышает  $2 \dots 4 \text{ мкм}$ .

Сравнительные данные электрофизических испытаний показали (рис. 4), что применение медно-алюминиевых переходников, полученных сваркой взрывом с одновременным воздействием ультразвука, позволяет существенно снизить перепад напряжения  $\Delta U$  на участке «блумс–клемма» до  $2,6 \dots 2,8 \text{ мВ}$ , тогда как при использовании

штатных переходников, полученных сваркой взрывом без применения ультразвука, это значение выше, составляющее около  $\Delta U = 5,6 \dots 6,1 \text{ mV}$ .

#### IV. Выводы

1. Сварка взрывом с одновременным воздействием ультразвука позволяет повысить качество получаемых медно-алюминиевых соединений, заключающееся в повышении прочности и микротвердости околосварочной зоны такого композита.

2. Установлено, что при сварке взрывом медно-алюминиевых соединений с воздействием ультразвука наблюдается существенное уменьшение количества оплавленного металла во всем диапазоне свариваемости. При этом принципиально меняется и форма участков оплавленного металла, граница соединения имеет более прямолинейный профиль, нежели в образцах, сваренных взрывом без воздействия ультразвука.

3. Показано, что одновременное воздействие ультразвука при сварке взрывом позволяет расширить область свариваемости металлов, а, следовательно, более обосновано подойти к оптимизации режимов взрывного нагружения, обеспечивающих получение высокопрочных соединений с минимальным развитием структурной и механической неоднородностей.

4. Применение медно-алюминиевых переходников, полученных сваркой взрывом с одновременным воздействием ультразвука, позволяет существенно снизить перепад напряжения на участке «блужащая-клемма» до  $2,6 \dots 2,8 \text{ mV}$ , тогда как при использовании штатных переходников, полученных сваркой взрывом без применения ультразвука, падение напряжения значительно выше –  $5,6 \dots 6,1 \text{ mV}$ .

#### Список литературы

- [1] Пеев А.П., Кузьмин С.В., Лысак В.И., Чугунов Е.А. Особенности пластического деформирования металла околосварочной зоны при сварке взрывом меди с алюминием // Физика и химия обработки материалов. – 2003. – №1. – С. 71-76.
- [2] Лысак В.И., Кузьмин С.В. Сварка взрывом. – М.: Машиностроение –1, 2005. – 544 с.
- [3] Артемьев В.В., Клубович В.В., Рубанчик В.В. Ультразвук и обработка материалов. – Минск: Эксперспектива, 2003. – 335 с.
- [4] Пеев А.П., Кузьмин С.В., Лысак В.И., Кузьмин Е.В., Дородников А.Н. Формирование структуры и свойств свариваемых взрывом соединений под действием ультразвука // Физика металлов и металловедение. - 2015. - Т. 116, № 8. - С. 861-866.
- [5] Лысак В.И., Кузьмин С.В., Пеев А.П., Кузьмин Е.В. Пат. 2516179 РФ, МПК В23К20/08, В23К20/10. Способ комбинированной сварки взрывом; ВолгГТУ, заявл. 17.12.2012.
- [6] Кузьмин Е.В., Пеев А.П., Лысак В.И., Кузьмин С.В., Дородников А.Н. О влиянии параметров ультразвуковой обработки на структуру и свойства алюминиевых соединений при сварке взрывом // Известия ВолгГТУ. Серия «Сварка взрывом и свойства сварных соединений». Вып. 7 : межвуз. сб. науч. ст. / ВолгГТУ. - Волгоград, 2014. - № 20 (147). - С. 21-24.
- [7] *Ultrasound-assisted explosive welding* / Peev A.P., Kuz'min E.V., Lysak V.I., Kuz'min S.V. // XII International Symposium on Explosive Production of New Materials: Science, Technology, Business, and Innovations (EPNM-2014). – Cracow, 2014. – P. 150-151.

# Разработка теоретических основ системы интеллектуального учета энергии и услуг в сетях Smart Grid

А.И. Марченко

Новосибирский государственный технический университет  
Новосибирск, Россия  
Andrey1991@ngs.ru

Для использования положительных эффектов работы распределенной малой генерации в электрической сети необходима автоматизированная интеллектуальная система мониторинга и учета услуг концепции Smart Metering, имеющая возможность учета и передачи данных в режиме реального времени. Разработка технических устройств коммерческого учета услуг в электрических сетях с источниками малой распределенной генерацией является актуальной технической задачей. Таким образом, решается проблема повышения энергоэффективности систем электроснабжения на основе развития малой распределенной генерации с её активным участием на рынке товара-электроэнергии и электроэнергетических услуг.

*Ключевые слова:* система интеллектуального учета, малая генерация, электроэнергетические услуги, распределенная электроэнергетическая система, smart grid, smart metering.

## Development of theoretical bases of smart metering energy networks and services in Smart Grid

Andrey Marchenko

Novosibirsk State Technical University  
Novosibirsk, Russia  
Andrey1991@ngs.ru

The automated intellectual system of monitoring and the accounting of services of the concept of Smart Metering having a possibility of the account and data transmission in real time is necessary for use of positive effects of work of the distributed small generation in an electric network. Development of technical devices of the commercial accounting of services in electric networks with sources the small distributed generation is an actual technical task. Thus, the problem of increase of energy efficiency of systems of power supply on the basis of development of the small distributed generation is solved with her active participation in the market of goods electric power and electrical power services.

*Keywords:* smart metering system, small generation, electricity services, distributed power grid, smart grid, smart metering.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетические установки малой генерации до 25 МВт на основе ГТУ и ГПУ в настоящее время становятся все более доступными и получают широкое распространение как в сетях централизованного, так и изолированного электроснабжения, при этом работа нескольких энергоустановок в электрической сети должна осуществляться совместно и синхронно.

Распределенная генерация при работе в электрической сети создает положительные системные эффекты по качеству электроэнергии, надежности электроснабжения и энергоэффективности, которые можно коммерциализировать в виде услуг [1, 2]. Для фиксации и измерения объемов услуг требуется система автоматизированного учета, которая позволяет использовать положительные эффекты от работы распределенной генерации в электрической сети.

Исследуемая тема работы является одной из наиболее актуальных в силу современного состояния традиционной энергетики и принятой во многих странах, в том числе и в России, стратегии на развитие распределенной малой энергетики. Разработка технических устройств коммерческого учета услуг локального рынка является актуальной технической задачей.

Основная идея в развитии и внедрении устройств интеллектуального учета электроэнергии и услуг в электроэнергетических системах с малой распределенной генерацией заключается в создании эффективного механизма развития полноценного использования установок малой генерации, которые наиболее эффективно, позволяют удовлетворить потребности потребителей электроэнергии с учетом индивидуальных требований потребителей.

Цель научного исследования: разработка прототипа системы и входящих в неё устройств интеллектуального учета электроэнергии и услуг в электроэнергетических системах с распределенной генерацией.

Разрабатываемая система и устройства интеллектуального учета электроэнергии и услуг в электроэнергетических системах с распределенной генерацией позволяет потребителю и субъекту малой генерации, электросетевой компании становится полноценным участником торговых отношений на розничном электроэнергетическом рынке, что позволяет использовать новые подходы к ценообразованию, обеспечении желаемого качества электроэнергии и надежности электроснабжения.

## II. СИСТЕМА УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И УСЛУГ

Этапы научно-исследовательской работы по разработке устройств интеллектуального учета электроэнергии и услуг в электроэнергетических системах с распределенной генерацией:

1. Теоретические исследования – характера и степени влияния малой распределенной генерации на качество напряжения, надежность и эффективности энергетических систем и электрических сетей, возможные варианты конструирования системы учета услуг малой энергетики.

2. Разработка алгоритмов – алгоритмов мониторинга и учёта системных эффектов по повышению качества, надежности и эффективности в системах и электрических сетях с распределенной малой генерацией для потребителей электроэнергии и сетевой компании.

3. Экспериментальные исследования и НИОКР – выполнение экспериментов, создание прототипов устройств и их испытание на физической модели, разработка опытных образцов.

Набор функций выполняемые системой интеллектуального учета в электрических сетях с малой распределенной генерацией:

- считывание показаний приборов учета энергоресурсов;
- мониторинг режимов потребления/генерации и балансов мощности;
- мониторинг состояния сети;
- измерение параметров качества электроэнергии.

При включении малой генерации в распределительную сеть необходимо определить участие и влияние каждого энергоблока станций в изменение режимных параметров работы сети. Характерные зоны взаимного влияния малой генерации при оказании и фиксации электроэнергетической услуги:

1. Локальная зона (точка) влияния – индивидуальная услуга.
2. Зона существенного влияния – совместное участие и услуга.
3. Зона малого влияния - обще оказываемая услуга.

Система учета при идентификации района сети классифицирует потребителей электроэнергетических услуг, как: вынужденных и активных потребителей. При этом оказываемые электроэнергетические услуги по качеству напряжения и надежности подразделяться по типу:

- услуги повышения качества – ценность услуги высокая,
- услуги по обеспечению качества - ценность услуги невысокая.

Алгоритм работы технической системы интеллектуального учета электроэнергии и услуг представлен на рисунке.



Последовательность выполняемых процессов системы интеллектуального учета электроэнергии и услуг в сетях с малой распределенной генерацией.

## III. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполнены исследования влияния малой распределенной генерации на качество напряжения, надежность и эффективности при синхронной работе в распределительной электрической сети [2]. Предлагается использовать малую генерацию не только как поставщика товара - электрической энергии, но и как субъекта оказания электроэнергетических услуг локального характера. Интеллектуальные устройства учета электроэнергии и услуг позволяет разделять и рассчитывать затраты на потребляемую электроэнергию и дополнительно оказываемые малой генерацией электроэнергетические услуги.

### Список литературы

- [1] Марченко А.И., Дронова Ю.В. «Малая генерация как способ снижения энергоёмкости и повышения энергоэффективности» / Материалы X Международной научно-технической конференции «Автоматизация и энергосбережение машиностроительного и металлургического производств, технология и надежность машин, приборов и оборудования». Вологодский государственный университет. – Вологда: Изд-во ВоГУ, 2015. – 216 с. – С. 105 – 110.
- [2] Марченко А.И., Фишов А.Г. «Моделирование и анализ влияния присоединения малой генерации на качество электроэнергии в электрической сети» / Труды VI международной молодежной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи». Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина. – Иваново: Изд-во ИГЭУ им. В.И. Ленина, 2015. Том 1. – 628 с. – С. 322-327.

# Концепция энергетического хаба в составе интегрированных систем энергоснабжения

А.А. Муканина, Д.О. Герасимов, К.В. Суслов  
ИРНИТУ  
Иркутск, Россия  
mukanina96@mail.ru

Концепция виртуальных электрических станций находит широкое применение при оптимизации режимов работы современных систем электроснабжения. Однако, появление новой элементной базы, позволяющей накапливать и легко преобразовывать друг в друга различные виды энергии, делает необходимым введение понятия интегрированных энергетических систем. Проблему непостоянства графика нагрузки позволяет решить концепция интегрированных энергетических систем, основой которой является энергетический хаб. При разработке концепции энергетического хаба учитывалось появление различных видов накопителей и преобразователей энергии, высокий уровень развития информационных технологий.

*Ключевые слова:* виртуальные электрические станции, интегрированная система энергоснабжения, энергетический хаб, преобразователи энергии, накопители энергии.

## Concept energy hub is as part of integrated energy systems

A.A Mukanina<sup>1</sup>, D.O. Gerasimov<sup>2</sup>, K.V Suslov<sup>3</sup>  
Irkutsk State Technical University  
Irkutsk, Russian Federation  
mukanina96@mail.ru

The concept of virtual power plants is widely used in the optimization of operating modes of modern power systems. However, the emergence of a new element base, which allows to store and easy to convert into each other different types of energy makes it necessary to introduce the concept of integrated energy systems. The problem of variability of the load curve solves the concept of integrated energy systems which basis is the energy hub. In the development of the energy hub concept takes into account the emergence of various types of drives and power converters, a high level of development of information technologies.

*Keywords:* virtual power plants, integrated energy supply system, energy hub, power converters, energy storage.

### I. ВВЕДЕНИЕ

Широкое внедрение в структуру энергоснабжения новой элементной базы, позволяющей накапливать и легко преобразовывать друг в друга различные виды энергии наряду с высокоразвитыми информационными системами, делает актуальным развитие такой технологии, как интегрированные системы энергоснабжения, основой которой является энергетический хаб.

Применение энергетического хаба позволяет улучшить целый комплекс показателей работы энергетической системы, основными из которых являются: оптимизация графиков нагрузки генерирующих станций и сетевой инфраструктуры, повышение качества электрической энергии, повышение надежности энергоснабжения.

Вместе с тем для исследования принципов функционирования данной системы с целью оптимизации её работы по тем или иным условным показателям. Необходимо получить математическую модель энергетического хаба как объекта управления.

### II. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СХЕМА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ХАБА

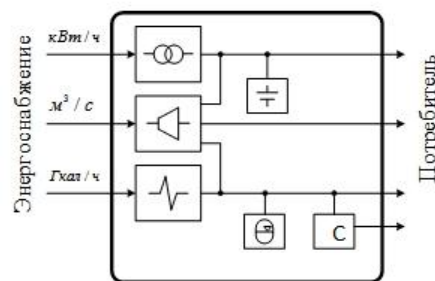


Рис. 1. Структурная схема энергетического хаба

Обобщенная модель энергетического хаба, где различные виды энергоносителей преобразуются, накапливаются и передаются потребителям с целью удовлетворения энергетических потребностей [3], представлена на рис. 1.

При разработке функциональной схемы энергетического хаба для анализа работы энергетической системы с разными энергоносителями, учитывая их взаимное влияние, необходимо учитывать следующее:

- типы энергоносителей (электроэнергия, тепловая энергия, газ и т. п.);
- ограничения накладываемые на энергоносители по мощности, расходу, потери и нелинейности при передаче и преобразовании энергии;
- приведение различных единиц измерения энергоносителей к единой системе измерения;

- возможность технической реализации преобразования одного вида энергоносителя в другой;
- особенности технической реализации накопления различных видов энергоносителей;
- при наличии тепловой части, эксергетическую составляющую энергетического баланса [4].

Учет выше указанных требований позволил разработать следующую функциональную схему энергетического хаба (рис. 2), для трёх типов энергоносителей: электроэнергия, природный газ, тепловая энергия.

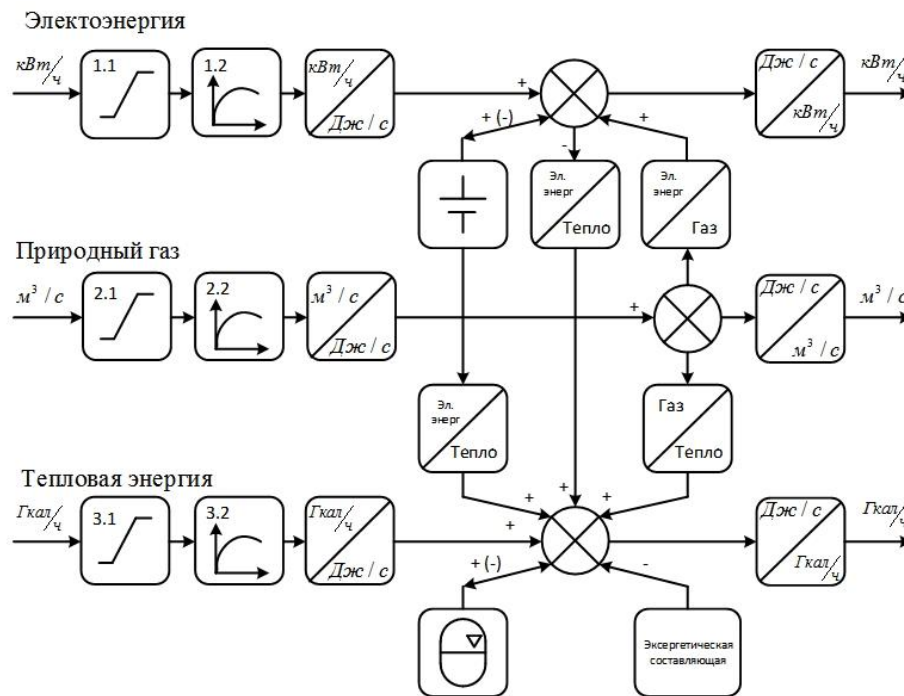


Рис. 2. Функциональная схема энергетического хаба

Где функциональные блоки 1.1, 2.1, 3.1 учитывают ограничения по входной мощности, расходу энергоносителя, блоки 1.2, 2.2, 2.3 потери мощности и нелинейности расхода энергоносителя. Данная функциональная схема является основой для алгоритмической реализации математической модели в Simulink системы MATLAB.

### III. АЛГОРИТМИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ БЛОКОВ ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ

При алгоритмической реализации блоков функциональной схемы в Simulink системы MATLAB необходимо учитывать, как возможности системы Simulink, так и целевые функции, реализующие модель хаба как объекта управления рис. 3.

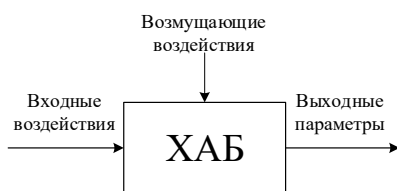


Рис. 3. Энергетический хаб, как типовой объект управления

Необходимо учитывать следующее:

- входные, выходные и возмущающие воздействия в зависимости от целевых режимов функционирования;
- алгоритмическую реализацию звеньев функциональной схемы, с учетом временных характеристик и коэффициента полезного действия преобразования одного вида энергоносителя в другой;
- алгоритмическую реализацию систем накопления различных видов энергии.

Анализ работы энергетических систем [5] с различными типами энергоносителей позволяет сделать вывод, что в основе алгоритма функционирования энергетического хаба должны лежать графики нагрузок потребителя и энергоснабжающей организации. Введены следующие определения: оптимальный график нагрузки энергоснабжающей организации (на входе хаба) ОГНС; оптимальный график нагрузки потребителя (на выходе хаба) ОГПП. Тогда в зависимости от целей функционирования режимы работы, можно подразделить на следующие на входные, выходные и возмущающие воздействия:



1. энергопотребление полностью определяется ОГНП, график изменения нагрузки на входе хаба полностью совпадает с ГПНП, с учетом потерь при передаче энергии;
2. энергопотребление полностью определяется графиком нагрузки ОГНС, график нагрузки потребителя совпадает с графиком на входе хаба, что характерно для активного потребителя, режимами работы которого можно управлять;
3. графики нагрузки на входе и выходе хаба остаются близкими к оптимальным, разница компенсируется ресурсами энергетического хаба;
4. аварийные режимы работы полное или частичное ограничение по одному из каналов энергоснабжения, возмущающие воздействия.

Алгоритмическая реализация блоков преобразования одного вида энергии в другой или их накопление, основывается на том, что математическое описание выходных характеристик данных устройств с достаточной точностью можно реализовать системой или одним линейным дифференциальным уравнением первого или второго порядка с постоянными коэффициентами. Также необходимо учитывать коэффициент преобразования одного вида энергии в другой. Рассмотрим реализацию данного подхода на примере алгоритмической структуры преобразования энергии природного газа в электрическую энергию, рис. 4.

Блок 1 (задание) определяет количество энергии поступающей в канал электроснабжения, апериодическое звено 2 учитывает постоянную времени преобразователя, блок 3 вычисляет количество газа необходимое для получения электроэнергии определяемое блоком 1 (задание), сумматоры и учитывают увеличение (уменьшение) энергии в соответствующем канале энергоснабжения.

Реализуемая данным подходом математическая (имитационная) модель энергетического хаба позволяет исследовать последний, как объект управления, для последующей реализации алгоритмов управления [6].

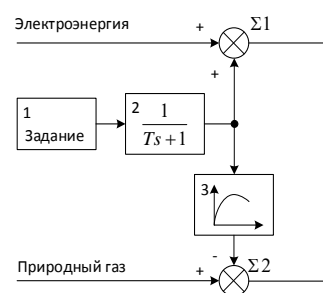


Рис. 4. Алгоритмическая реализация блока преобразования энергии природного газа в электрическую энергию

### Список литературы

- [1] Воропай Н.И., Стенников В.А. Интегрированные интеллектуальные энергетические системы // Известия РАН. Энергетика. - 2014, № 1. - С. 64-73.
- [2] Aizenberg N., Stashkevich E. Pricing mechanism for electricity demand management to optimize operation of power supply systems // International Conference on Problems of Critical Infrastructures Joint 6th Conference of International Institute for Critical Infrastructures and 6th International Conference on Liberalization and Modernization of Power Systems, 2015. - С. 161-167.
- [3] M. Geidl Energy hubs for the futures // IEEE Power Energy Mag., 2007, vol. 5, no. 1, pp.24 -30
- [4] N. Good, E. Karangelos, A. Navarro-Espinosa, P. Mancarella Optimization Under Uncertainty of Thermal Storage-Based Flexible Demand Response With Quantification of Residential Users' Discomfort // IEEE Transaction on Smart Grid, 2015, Vol.6, №5 - P.2333-2340
- [5] Устинов Д.А., Коновалов Ю.В., Плотников И.Г., Турьшева А.В. «Вероятностные характеристики энергопотребления нефтегазодобывающих предприятий» Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. 2011. № 135. С. 90-94.
- [6] Suslov K.V., Solodusha S.V., Gerasimov D.O. A new algorithm for isolated electricity supply system control // International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies EDST, 2015. - С. 26-31.

# Ценовая модель распределения электроэнергии в сетях 35, 6-10 кВ

Н.Д. Мухлынин, А.В. Паздерин  
ФГАОУ ВО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»  
Екатеринбург, Россия  
mukhlynin@me.com

Внедрение в распределительные сети современных средств измерений на основе интеллектуальных счетчиков электроэнергии позволяет говорить о том, что система передачи и распределения электроэнергии на классах 35, 6-10 кВ постепенно становится наблюдаемой как с режимной, так и с финансовой точки зрения. В этих условиях возникают новые задачи, направленные на эффективное снижение эксплуатационных издержек на транспорт электроэнергии и потребление углеводородного топлива при наличии источников малой генерации. Все эти задачи должны быть связаны с новым ценовым механизмом регулирования взаимодействия активных потребителей, имеющих возможность генерировать или запасать электрическую энергию. В данной статье предлагается новая потоковая ценовая модель взаимодействия активных потребителей, в основе которой лежит динамическое формирование цены на электроэнергию в зависимости от технических и режимных ограничений, стоимости топлива и внешнего тарифа на электроэнергию. Этапы динамического формирования цены на электроэнергию в новой потоковой модели показаны на примере тестовой распределительной сети.

*Ключевые слова:* задача энергораспределения, топология сети, распределительная сеть, оптимизация режима работы, наблюдаемость, рынок электроэнергии, участники энергообмена, распределенная генерация.

## The price model of energy distribution in the grids of 35 kV, 6/10 kV

Nikita Mukhlynin, Andrey Pazderin  
Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin  
Yekaterinburg, Russia  
mukhlynin@me.com

The incorporation of Smart Meters to the distribution grids means that 35 kV, 6/10 kV distribution system becomes observable with both the operation mode and financial points of view. In these conditions there are new tasks which aimed at effective reduction of transport and consumption operating costs. The reduction of fossil fuel consumption is especially necessary under the installation of distributed generation in such grids. All these problems should be associated with the new price mechanism of interaction between active consumers able to generate or store the power energy. This article proposes a new price flow model of interaction between the active consumers, which is based on the dynamic electricity pricing depending on the technical and regime constraints, the fuel cost and the external tariff for power energy. The stages of dynamic energy pricing in the new energy flow model is shown in a test distribution grid used as an example.

*Keywords:* energy flow problem, grid topology, distribution grid, operation mode optimization, energy market, power exchange participants, distributed generators.

### I. ВВЕДЕНИЕ

Состав участников энергообмена в распределительных сетях может быть различным и включать такие субъекты, как территориальные сетевые организации (ТСО), крупные потребители электроэнергии (ЭЭ) – в том числе и монопотребители, а также активные потребители, имеющие источники распределенной генерации (РГ) или накопители ЭЭ. Такое разнообразие субъектов, различных по генерации, распределению и потреблению электроэнергии в распределительных сетях, естественно влияет на механизмы обеспечения их эффективной работы. Появление в сетях 35, 6-10 кВ источников РГ позволяет управлять активной и реактивной мощностью. Дооснащение сетей вакуумными реклоузерами для управления топологией, устройствами регулирования напряжения – все это дает каж-

дому субъекту сети новые возможности как по оптимизации режимов своей работы, так и по уменьшению затрат на покупку/выработку ЭЭ [1]. Информационная система сбора и передачи информации об объемах электроэнергии, которая активно развивается в сетях 35, 6-10 кВ, все больше основывается на системах АИИС КУЭ с возможностью двустороннего обмена информацией [2]. Поэтому использование данных систем для информационной поддержки оптимизационных задач имеет определенные перспективы.

Таким образом, современное технологическое развитие распределительных сетей усложняет решение комплексной задачи оптимизации режимов их работы и требует разработки новых алгоритмов по регулированию взаимодействия между всеми участниками энергообмена.

## II. ПОТОКОВАЯ МОДЕЛЬ РЕЖИМА РАБОТЫ СЕТИ

### A. Модель режима работы сети

Принимая во внимание особенности развития распределительных сетей, в качестве основы для создания модели режима работы сети предлагается использование потоковой модели [3]. Данная модель основана на уравнениях состояния, описывающих балансы мощности или энергии в узлах и ветвях схемы сети. В качестве первичной информации для расчета в потоковой модели используются данные об объемах активной и реактивной энергии, значения токов, средние значения напряжений в узлах сети. Достаточность измерительных комплексов для получения оценок режимных параметров определяется условиями наблюдаемости потоковой модели [4]. Более подробно формирование системы уравнений, а также расчет потоков описаны в источнике [5].

Помимо возможности использования в этой модели существующей измерительной информации, основным ее достоинством является расчет потоков, как главных показателей режимной и экономической эффективности работы отдельных субъектов сети. Благодаря этому, значительно упрощается задача создания единой расчетной модели работы распределенной сети и ускоряется процесс получения результатов расчета. Данный факт особенно важен из-за большой суммарной протяженности и разветвленности распределительных сетей.

### B. Оптимизационная модель

Оптимизационная модель задачи оптимизации режима работы сети является математическим продолжением задачи оценки режимных параметров и строится на основе тех же уравнений состояния. Однако для задачи оптимизации режима работы сети используется иная целевая функция, основанная на многокритериальной модели и состоящая из наборов различных подкритериев:

$$F_{\text{опт}} = \begin{cases} w_L [P] & \text{– блок потерь ЭЭ} \\ w_C [C] & \text{– блок затрат на ЭЭ} \\ w_S [S] & \text{– блок выполнения зад. графика} \\ w_R [R] & \text{– блок эффективности работы РГ} \\ w_E [E] & \text{– блок экологии} \\ \dots & \end{cases} \rightarrow \min, \quad (1)$$

где  $w_P, w_C, w_S, w_E, w_R$  – коэффициенты, определяющие приоритет выбранных подкритериев.

Такая компоновка целевой функции необходима для учета интересов различных субъектов распределительной сети в соответствии с доступными в их распоряжении устройствами управления. В случае отсутствия какого-либо критерия в целевой функции, его весовой коэффициент будет равен 0. Записанные в целевую функцию подкритерии должны быть выражены через единый для потоковой модели вектор состояния, состоящий из потоков мощности/энергии в условных началах ветвей и узловых напряжений.

В соответствии с интересами только сетевых организаций, осуществляющих транспорт электроэнергии, основной подкритерий  $[P]$  для минимизации потерь во всех ветвях  $M$  и шунтах узлов  $N$  можно записать следующим образом:

$$[P] = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^M \int_0^T c_P \left( \frac{W_{Pij}^2(t) + W_{Qij}^2(t)}{\bar{U}_i^2(t)} r_{ij} \right) dt + \sum_{i=1}^N \int_0^T c_P (\bar{U}_i^2(t) g_i) dt \rightarrow \min, \quad (2)$$

где  $T$  – расчетный интервал времени;  $\bar{U}_i$  – среднее значение напряжения в узле условного начала ветви;  $W_{ij}$  – потоки активной и реактивной энергии в начале ветви;  $g_i$  – суммарная активная проводимость каждого узла сети;  $c_P$  – стоимость потерь электроэнергии.

Наличие у потребителей собственных источников генерации диктует необходимость снижать свои затраты на покупку электроэнергии из сети общего пользования и оптимизировать загрузку агрегатов распределенной генерации. Обеспечение эффективного баланса между покупкой и собственной выработкой электроэнергии определяется подкритерием  $[C]$  в соответствии с конечной стоимостью выработки  $c_{PG}$  и покупки  $c_{PP}$  ЭЭ:

$$[C] = \sum_{j=1}^N \int_0^T (c_{PPj} (W_{Pj}^{\text{нагр}}(t) - W_{Pj}^{\text{РГ}}(t)) + c_{PGj} W_{Pj}^{\text{РГ}}(t)) dt \rightarrow \min, \quad (3)$$

$W_{Pj}^{\text{нагр}}, W_{Pj}^{\text{РГ}}$  – активная энергия нагрузки и генерации каждого узла.

Эффективное использование источника распределенной генерации с точки зрения затрат на топливо должно описываться квадратичным полиномом расходной характеристики в подкритерии  $[R]$ :

$$[R] = \sum_{l=1}^N c_{\text{топл}l} (a_l W_{Pl}^2(x) + b_l W_{Pl}(x) + c_l) \rightarrow \min, \quad (4)$$

где  $a_l, b_l, c_l$  – коэффициенты полинома расходной характеристики каждого источника РГ;  $c_{\text{топл}}$  – удельная стоимость топлива.

С одной стороны, минимизация подкритерия (4) позволяет оптимизировать загрузку агрегата и уменьшить удельную стоимость выработанной электроэнергии. С другой стороны, при наличии у потребителя нескольких источников распределенной генерации данная задача решается для эффективного перераспределения нагрузки между его генераторами. Отношение выражения (4) к общему объему выработанной электроэнергии является стоимостью выработки  $c_{PP}$ :

$$c_{PP} = \frac{\sum_{l=1}^N c_{\text{топл}l} (a_l W_{Pl}^2(x) + b_l W_{Pl}(x) + c_l)}{W_P^{\text{РГ}}} \rightarrow \min, \quad (5)$$

где  $W_P^{\text{РГ}}$  – общий объем выработанной потребителем ЭЭ.

Крупные промышленные предприятия могут содержать собственные сети электроснабжения и источники распределенной генерации. Поэтому для них целевая функция оптимизации будет содержать подкритерии, характерные как для сетевых компаний – (2), так и для активных потребителей – (3) и (4). Кроме того, в задачах расчета с энергосбытовыми компаниями потребителей, осуществляющими покупку ЭЭ по 4 или 6-й ценовой ка-

тегории, становится важным точное планирование своего электропотребления. Превышение фактически отпущенной электроэнергии  $W^{\text{факт}}$  над плановым значением  $W^{\text{план}}$  будет приводить к ее удорожанию. Введение подкритерия  $[S]$ , отвечающего за минимизацию отклонения данных показателей:

$$[S] = \sum_{m=1}^N \int_0^T c_{\text{штр}m}^S (W_{Pm}^{\text{план}} - W_{Pm}^{\text{факт}}(t)) dt \rightarrow \min, \quad (6)$$

где  $c_{\text{штр}m}^S$  – стоимость удорожания электроэнергии, позволит правильно спланировать свое энергопотребление и избежать удорожания платы за ЭЭ.

В перечисленных подкритериях переход от потоков мощности к потокам энергии за период  $T$  происходит за счет их ступенчатого интегрирования. Минимальный интервал усреднения мощности связан с возможностями систем АИИС КУЭ и обычно принимается равным 30 мин. Общее время интегрирования жестко связано с регулируемыми возможностями устройств управления. Так, для воздействия на вакуумную коммутационную аппаратуру период интегрирования должен быть не менее 8 ч, тогда как управление источниками РГ может осуществляться на более коротких интервалах времени. В процессе сбора и обработки информации вполне возможно смещение во времени точки начала интегрирования. Такой прием позволит обойти без строгой синхронизации получения измерительной информации и обеспечит разгрузку каналов связи.

Минимизации целевой функции задачи оптимизации (1), также как и для задачи оценки режимных параметров, в общем виде сводится к решению нелинейной системы уравнений:

$$\begin{bmatrix} K & L^T \\ L & Z \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta W \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_N \\ B_F \end{bmatrix}, \quad (7)$$

где  $K$  – матрица коэффициентов частных производных целевой функции по вектору состояния;  $Z$  – блок-матрица, содержащая нули;  $B_N$  – вектор значений невязок;  $B_F$  – значения фиксируемых ограничений;  $\lambda$  – неопределенный множитель Лагранжа;  $L$  – матрица частных производных ограничений типа равенства по вектору состояния;  $\Delta W$  – вектор приращений ( $\Delta W_{Pij}$ ,  $\Delta W_{Qij}$ ,  $\Delta U_i$ ).

Матричная система (7) решается путем использования итерационных методов. Блок-матрица ограничений  $L$  позволяет учесть узлы, не имеющие устройств управления, поэтому они получают фиксацию на изменение баланса по активной и реактивной мощности/энергии. Помимо ввода режимных ограничений, целевая функция (1) может быть дополнена ограничениями, описывающими возможности самого оборудования по скорости выдачи и набора мощности.

### III. МЕХАНИЗМ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СУБЪЕКТОВ СЕТИ

Формирование цены на электроэнергию в распределительной сети происходит путем суммирования цены оптового рынка (ОРЭМ) и сбытовой надбавки гарантирующего поставщика (ГП). Данная надбавка может составлять до 20 % от цены электроэнергии на ОРЭМ. Таким образом, цена с оптового рынка транслируется на розничный с поправкой на надбавочный коэффициент. Зная краткосрочный прогноз почасовой стоимости электроэнергии на рынке на сутки вперед (РСВ), а в перспективе возможен

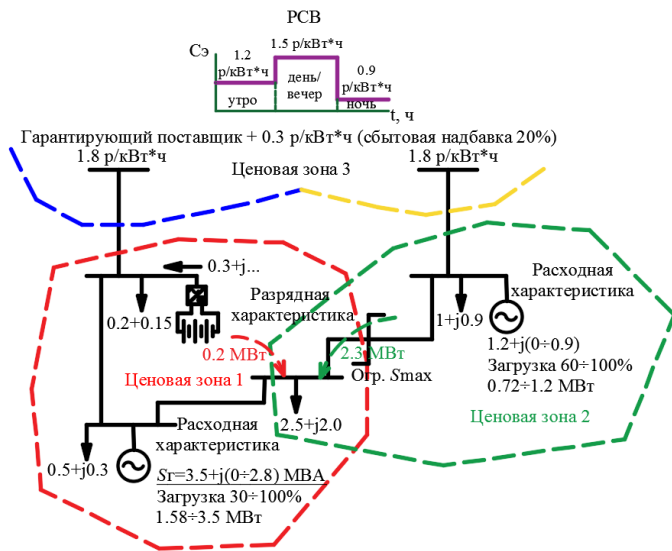
переход и на меньшие интервалы времени, можно сформировать плановый график потребления и выработки электроэнергии для каждого субъекта распределительной сети.

Концепция создания виртуальной электростанции (Virtual Power Plant: VPP) заключается в координированной работе нескольких малых генерирующих установок с целью совместной контролируемой выработки электроэнергии и поставки ее на оптовый или розничный рынок [6]. В общем случае в условиях развития малой распределенной генерации у потребителей появляется возможность взаимодействовать не только друг с другом, но и участвовать в рыночном механизме. Если участок распределительной сети может только покупать электроэнергию у ГП с оптового рынка электроэнергии, тогда данное энергообъединение уже не будет являться в чистом виде электростанцией. Здесь следует говорить об энергорайоне распределительной сети как активном монопотребителе. Такой район будет включать в себя собственную распределительную сеть, источники малой генерации, единый центр управления. Дефицит генерации должен покрываться за счет покупки электроэнергии у ГП посредством заключения договоров.

Рассмотрим тестовый участок распределительной сети (рисунок), в котором питание нагрузок потребителей осуществляется от разных источников питания. Исходя из баланса ЭЭ в сети, в районе отсутствует возможность обратной выдачи электроэнергии за пределы границ ГП. Все входящие в сеть активные потребители имеют установленную мощность генерации больше собственной нагрузки. Таким образом, у данных потребителей всегда имеется возможность выдачи и продажи свободной электроэнергии обратно в распределительную сеть в зоне действия ГП, причем действия по выдаче объемов электроэнергии каждого из потребителей могут быть не зависимы друг от друга и определяться исключительно их предпочтениями. Таким образом, можно учесть реальные интересы каждого из участников энергообмена. Также не исключается возможность централизованного управления источниками распределенной генерации с эффективным распределением загрузки между параллельно работающими генераторами.

Механизм взаимодействия участников энергообмена основан на априорном знании узловых цен на оптовом рынке. Сначала в соответствии с расходными характеристиками для распределенной генерации каждого субъекта сети определяется диапазон их работы при условии, что стоимость выработки электроэнергии потребителем меньше стоимости ее покупки из сети общего пользования. Далее, максимизируя свою прибыль за счет работы каждой установки распределенной генерации с минимальным удельным расходом топлива, определяются зоны баланса электроэнергии в сети.

Небаланс по потреблению электроэнергии компенсируется из сети общего пользования, поэтому полная цена на электроэнергию для пассивного потребителя будет состоять из цены электроэнергии ценовых зон питающих генераторов, а также цены на электроэнергию в сети общего пользования. С увеличением общей доли выработки электроэнергии источниками РГ уменьшается конечная плата за электроэнергию для пассивных потребителей и тех, чье генерирующее оборудование находится в плановом простое на ремонт и обслуживание. Следует отметить, что вслед за изменением цены на оптовом рынке будет также изменяться и нагрузка генераторов, установленных в сети.



Распределение потоков мощности в распределительной сети

Небаланс по потреблению электроэнергии компенсируется из сети общего пользования, поэтому полная цена на электроэнергию для пассивного потребителя будет состоять из цены электроэнергии ценовых зон питающих генераторов, а также цены на электроэнергию в сети общего пользования. С увеличением общей доли выработки электроэнергии источниками РГ уменьшается конечная плата за электроэнергию для пассивных потребителей и тех, чье генерирующее оборудование находится в плановом простое на ремонт и обслуживание. Следует отметить, что вслед за изменением цены на оптовом рынке будет также изменяться и загрузка генераторов, установленных в сети.

Эффективная работа участка распределительной сети подразумевает увеличение объемов покупки электроэнергии в ночное время, когда цена на электроэнергию низкая. В этом случае происходит снижение собственной выработки ЭЭ или останов генерирующих агрегатов у активных потребителей с переводом питания нагрузок от сети общего пользования. Возможна зарядка аккумуляторных батарей.

В часы пика и максимумов нагрузок, когда электроэнергия дорогая, максимальная доля нагрузки покрывается локальными источниками генерации, чья стоимость выработки ЭЭ существенно ниже цены ЭЭ из сети общего пользования. В таком режиме базовая часть графика нагрузки покрывается источниками РГ, а переменная часть компенсируется накопителями электроэнергии. Наибольшая эффективность работы распределительной сети достигается путем согласованной работы традиционных источников РГ, работающих на углеводородном топливе, с накопителями электроэнергии.

Формирование планов на выработку электроэнергии отдельными субъектами распределительной сети происходит на основе динамического изменения цены на электроэнергию. В первую очередь, стоимость электроэнергии для конечных потребителей будет зависеть от узловых

цен на РСВ, а уже потом формироваться на основе режима работы каждого отдельного активного потребителя.

#### IV. Выводы

До сих пор работа распределительных сетей является неэффективной как с режимной, так и организационной точки зрения. Внедрение систем АИИС КУЭ и установка микропроцессорных счетчиков электроэнергии позволит наладить ценовую и балансовую взаимосвязь всех участников энергообмена. Возможность создания единой режимной и ценовой модели распределительных сетей опирается на следующие выводы.

1. Распределительные сети 35, 6-10 кВ начинают приобретать свойства высоковольтных.
2. Основным источником информации о режимах работы распределительных сетей становятся интеллектуальные счетчики электроэнергии.
3. Специфика работы распределительных сетей позволяет рекомендовать в качестве режимной модели потоковую, основанную на балансах энергии.
4. Оптимизация режимов работы распределительных сетей должна производиться для каждого субъекта отдельно, учитывая его интересы.
5. Использование единой потоковой модели для решения задач оценивания состояния и оптимизации режимных параметров значительно упрощает расчет.
6. Появляется возможность планирования и управления источниками РГ на основе ценовой модели взаимодействия оптового и розничного рынков ЭЭ.
7. Возможно решение спектра задач по мониторингу и управлению распределительными сетями до уровня систем, успешно работающих в высоковольтных сетях.

#### Список литературы

- [1] Chen R., Chen Y., Wang Z. The reactive/voltage hybrid optimization control of distribution power grid based on the switching system // *Electrical and Control Engineering (ICECE)*, 2011 International Conference on, Yichang, 2011, pp. 3254–3258.
- [2] Ur-Rehman O., Zivic N., Ruland C. Security issues in smart metering systems // *Smart Energy Grid Engineering (SEGE)*, 2015 IEEE International Conference on, Oshawa, ON, 2015, pp. 1–7.
- [3] Бартоломей П.И., Егоров А.О., Машалов Е.В., Паздерин А.В. Решение комплексной задачи распределения электроэнергии в энергосистеме // *Электричество*. – 2007. – № 2. – С. 8–13.
- [4] Паздерин А.В. Решение задачи энергораспределения в электрической сети на основе методов оценивания состояния // *Электричество*. – 2004. – № 12. – С. 2–7.
- [5] Мухлынин Н.Д., Паздерин А.В. Решение задачи управления распределительными сетями для оптимизации режимов их работы // *Электроэнергетика глазами молодежи: труды 6-й Международ. науч.-техн. конф.* – Иваново, 2015. – С. 332–337.
- [6] Abegaz B.W., Mahajan S.M. Optimal real-time integration control of a virtual power plant // *North American Power Symposium (NAPS)*, 2014, Pullman, WA, 2014, pp. 1–6.

# Оценка эффективности реформирования рынков в электроэнергетике

К.В. Нефатова

ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»  
Новосибирск, Россия

С ликвидацией РАО ЕЭС более 10 лет назад завершен важный этап рыночных преобразований в отрасли. Пришло время подвести промежуточные итоги, тем более что целевая структура рынка электроэнергии в полном объеме пока не сформирована. Обобщая разные позиции, можно заключить, что все они базируются в значительной степени на субъективных, нередко эмоциональных суждениях. Дело в том, что отсутствует научно обоснованная методология определения критериев оценки эффективности концепций и соответствующих им организационно-экономических моделей рынка электроэнергии. В настоящее время актуальным является уточнение оценки эффективности реформирования рынков в электроэнергетике.

Предлагаемая комплексная оценка модели рынка в электроэнергетике включает критерии результативности, устойчивости и затратности. Данные критерии рекомендуется применять как для определения эффективности уже действующей системы рынка электроэнергии (и внесения необходимых корректировок), так и на стадии разработки проекта преобразований в качестве обязательных условий с учетом системного подхода. Из этого положения вытекает целый ряд основополагающих принципов формирования показателей для экономической оценки эффективности модели рынка в электроэнергетике, которыми, во-первых, должны удовлетворять система показателей для экономической оценки, во-вторых, методика проведения расчетных процедур, а в-третьих, организационные аспекты экономической оценки. Оценка эффективности выполнена с учетом результатов статистического анализа данных.

Проведен статистический анализ основных показателей, характеризующих функционирование рынков электроэнергии. На основе статистического анализа данных выполнена оценка эффективности реформирования рынков в электроэнергетике.

Результаты исследований могут быть применены при разработке новых законодательных актов в сфере электроэнергетики и для формирования стратегий поведения субъектов электроэнергетических рынков.

*Ключевые слова: экономическая оценка эффективности, модель рынка в электроэнергетике, конкуренция на оптовом и розничном рынках, надежность электроснабжения, системный подход.*

## The assesment of efficiency of market reforms in electric power industry

Kseniya Nefatova

Novosibirsk State Technical University  
Novosibirsk, Russian Federation

An important stage of market transformations in the energy sector was completed after the liquidation of RAO UES of Russia for more than 10 years ago. It's time to take the interim results, the more that the target structure of the electricity market in its entirety is not formed yet. Summing up different positions, it can be concluded that all of them are based on subjective, often emotional judgments. The fact that there is no science-based methodology of determining the criteria of assessment of concepts efficiency and there are no organizational and economic models of electricity market with these criteria. Thus, more accurate assessment of efficiency of market reforms in electric power industry is relevant.

The proposed comprehensive assessment of electric power market model includes such criteria as performance, sustainability and cost. These criteria are recommended for determining the efficiency of existing energy market system (and making adjustments as necessary) and at the stage of project development reforms as required conditions with systems approach. A number of fundamental principles of indicators formation follows for economic assessment of efficiency of electric power market model. The system of indicators for economic assessment, the methodology of settlement procedures and the organizational aspects of the economic assessment must satisfy these principles. The assessment of efficiency performed with the results of statistical data analysis.

The statistical analysis of the main indicators characterizing electricity markets functioning was performed in the research. The assesment of efficiency of market reforms in electric power industry was received on the basis of statistical data analysis.

The research results can be applied in the development of new legislation in the energy sector and for the formation of strategies of behavior of electricity markets subjects.

*Keywords: economic assessment, electric power market model, competition in wholesale and retail markets, reliability of electric power supply, systems approach.*

Точность и достоверность экономической оценки различных направлений реформирования энергетического комплекса во многом определяется методологическим подходом, который должен учитывать специфику настоящего этапа развития экономики и, как следствие, характер задач, решаемых в процессе выполнения процедур экономической оценки. Следует отметить, что основным функциональным назначением энергетического производства по-прежнему остается обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения всех групп потребителей народного хозяйства. Это определяет необходимость проведения экономической оценки в первую очередь с позиции интересов целого ряда групп стейкхолдеров.

Отказ же от жесткого государственного управления, предоставление экономической самостоятельности, дальнейшее развитие процессов либерализации и приватизации в энергетике делают вполне естественным дополнение критериев народнохозяйственной эффективности показателями, характеризующими интересы собственников, акционеров и инвесторов, потребителей. Поэтому достаточно очевидно, что в этих условиях экономическая оценка не может базироваться на использовании показателей, характеризующих эффективность осуществления преобразований в отрасли только лишь исходя из позиций какой-либо отдельно взятой стороны. Целесообразность осуществления преобразований в электроэнергетике должна оцениваться, во-первых, с точки зрения бюджетной эффективности; во-вторых, с позиции интересов промышленных предприятий и других категорий потребителей энергетической продукции; в-третьих, с позиции экономических интересов предприятий энергетического комплекса; в-четвертых, с позиции интересов населения; в-пятых, с точки зрения изменения надежности энергоснабжения и того влияния, которое может оказать реформирование энергетической системы на обеспечение энергетической безопасности региона и страны в целом.

Реформирование электроэнергетики Российской Федерации должно осуществляться с учетом результатов приватизации предприятий отрасли и основываться на следующих принципах:

- отнесение передачи, распределения электрической энергии и диспетчеризации к исключительным видам деятельности, осуществление которых возможно только на основании специальных разрешений (лицензий);
- демонополизация и развитие конкуренции в сфере производства, сбыта и оказания услуг (ремонт, наладка, проектирование и т.д.);
- обеспечение всем производителям и потребителям электроэнергии равного доступа к инфраструктуре рынка;
- единство стандартов безопасности, технических норм и правил, действующих в электроэнергетической отрасли;
- обеспечение финансовой прозрачности рынков электроэнергии и деятельности организаций регулируемых секторов электроэнергетики;

- обеспечение прав инвесторов, кредиторов и акционеров при проведении структурных преобразований.

Целями реформирования электроэнергетики Российской Федерации являются обеспечение устойчивого функционирования и развития экономики и социальной сферы, повышение эффективности производства и потребления электроэнергии, обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей [5].

Важнейшим направлением реформирования электроэнергетики является обеспечение прав и интересов российских и иностранных инвесторов, кредиторов и акционеров.

В ходе реформирования электроэнергетики должны обеспечиваться:

- право собственности акционеров на принадлежащие им акции;
- право акционеров на участие в обсуждении и принятии решений, связанных с проведением структурных преобразований, которые затрагивают или могут затронуть их охраняемые законом права;
- право каждого акционера на доступ к информации, связанной с проведением структурных преобразований, которые затрагивают или могут затронуть его охраняемые законом права [2].

С позиции интересов стейкхолдеров основными целями реформирования энергетики являлись:

- создание благоприятных условий для строительства и эксплуатации новых мощностей, а также сохранение и развитие единой инфраструктуры электроэнергетики (со стороны предприятий энергетического комплекса, промышленных предприятий и других категорий потребителей энергетической продукции, региона и страны в целом);
- стимулирование энергосбережения во всех сферах экономики и создание конкурентных рынков электроэнергии во всех регионах России (со стороны региона и страны в целом);
- поэтапная ликвидация перекрестного субсидирования различных групп потребителей электроэнергии и создание системы поддержки малообеспеченных слоев населения (со стороны промышленных предприятий и других категорий потребителей энергетической продукции);
- создание эффективного механизма снижения издержек и улучшение финансового состояния;
- демонополизация рынка топлива для тепловых электростанций (со стороны предприятий энергетического комплекса);
- обеспечение финансовой прозрачности рынков электроэнергии и деятельности организаций регулируемых секторов электроэнергетики (со стороны инвесторов, кредиторов и акционеров);
- создание нормативной правовой базы реформирования отрасли; реформирование системы государственного регулирования, управления и надзора в

электроэнергетике; уточнение статуса, компетенции и порядка работы уполномоченного государственного органа (со стороны всех заинтересованных лиц).

На основе основных целей реформирования энергетики с позиции интересов стейкхолдеров автором предлагается сформировать систему и включить в нее показатели для экономической оценки на региональном уровне.

В настоящее время все большее распространение и применение получают стратегические системы управленческого учета, одной из которых является концепция Balanced Scorecard. Система сбалансированных показателей (Balanced scorecard, BSC) – это управленческая и стратегическо-измерительная система, которая переводит миссию и стратегию предприятия в сбалансированный комплекс интегрированных показателей. Создателями BSC являются Роберт Каплан (Robert Kaplan) – профессор Harvard Business School – и Дэвид Нортон (David Norton) – основатель и президент компании Balanced Scorecard Collaborative [1].

Основная идея BSC заключается в том, что, если вы пытаетесь чем-то управлять, вы должны уметь это измерять. Если вы это не измеряете, на это просто не будут обращать внимания, и вашу работу как менеджера не смогут оценить.

Рождение BSC было обусловлено осознанием того, что в настоящее время, а тем более в будущем для успешного руководства предприятием уже не достаточно руководствоваться только финансовыми показателями. Balanced Scorecard учитывает четыре направления показателей:

- финансовые показатели (1-й уровень – проекция финансов);
- показатели успешности работы с клиентами (2-й уровень – проекция маркетинга);
- оценка деловых процессов предприятия (3-й уровень – проекция деловых процессов);
- оценка профессионального уровня персонала и технологий предприятия (4-й уровень – проекция персонала и технологий).

Собранные воедино, эти показатели дают целостную картину текущего состояния предприятия и его будущих перспектив.

BSC дает руководству предприятия совершенно новый инструмент управления, представляющий собой набор взаимосвязанных сбалансированных показателей, позволяющих оценивать критические факторы не только текущего, но и будущего ее развития.

Система сбалансированных показателей (далее – ССП) предназначена дать ответы на четыре важнейших вопроса.

- Как оценивают предприятие акционеры?
- Как предприятие оценивают клиенты?
- Какие процессы могут обеспечить предприятию исключительные конкурентные преимущества?
- Каким образом можно достичь дальнейшего улучшения состояния предприятия?

Автором предлагается применить данную систему показателей для экономической оценки реформы энергетики на региональном уровне.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 31.08.2006 № 530 (ред. от 29.12.2011) «Об утверждении основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии» в *финансовые показатели* следует добавить рентабельность собственного капитала, рентабельность продаж, долю дебиторской задолженности (ДЗ) за отпущенную энергию в выручке, чистую норму прибыли и исполнение плана финансирования инвестиционной программы [3].

Что касается *показателей успешности работы с клиентами*, то в них рекомендуется включить уровень рыночной концентрации (коэффициент Херфиндала – Хиршмана – ННН), долю рынка электроэнергии по Сибирскому федеральному округу (СФО), динамику объема поставки электроэнергии, уровень сбора за электроэнергию, динамику стоимости электроэнергии.

Согласно методикам рейтингов участников рынков электроэнергии и рейтингов субъектов Российской Федерации, представленным Ассоциацией «НП Совет рынка», в *проекцию деловых процессов* рекомендуется включить такие показатели, как установленная мощность электростанций региона, эффективность загрузки (КИУМ), удельный расход топлива на производство электроэнергии (далее – э/э), полезный отпуск э/э, недоотпуск э/э [4].

Для обеспечения всем производителям и потребителям электроэнергии равного доступа к инфраструктуре рынка и единства стандартов безопасности, технических норм и правил, действующих в электроэнергетической отрасли, необходима оценка профессионального уровня персонала и технологий региона. В *проекцию персонала и технологий* следует отнести: производительность труда, степень износа генерирующего оборудования, технологические нарушения в генерации и сетях, длительность перерывов электроснабжения, потери в сетях.

По каждой составляющей ССП определяются цели, в рамках каждой цели разрабатывается определенное число ключевых показателей результативности и указываются значения этих показателей регионов на начало активного внедрения реформы (2003 г.) и значения, актуальные в настоящее время (2015 г.). Система представлена таблицей.

СИСТЕМА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЛЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕФОРМИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛАСТИ

Перспективы	Показатели – КРІ		
	Наименование показателя	Значения КРІ	
		2003 г.	2015 г.
Финансы	Рентабельность собственного капитала, %	1,13	7,56
	Рентабельность продаж, %	10,1	13,2
	Доля ДЗ за отпущенную энергию в выручке, %	6	16
	Чистая норма прибыли, %	1,42	4,24
	Исполнение плана финансирования инвестиционной программы, %	111,4	119



Перспективы	Показатели – КРІ		
	Наименование показателя	Значения КРІ	
		2003 г.	2015 г.
Клиенты и маркетинг	Уровень рыночной концентрации (коэффициент Херфиндаля – Хиршмана – ННІ)	4 000	3 000
	Доля рынка электроэнергии по СФО, %	10	6,3
	Динамика объема поставки э/э, %	4,3	7,7
	Уровень сбора за электроэнергию, %	100	100
	Динамика стоимости электроэнергии для населения, раз	1	3,25
Бизнес-процессы	Установленная мощность, МВт	2 567	2 982,5
	Эффективность загрузки (КИУМ), %	64,1	73,6
	Удельный расход топлива на производство э/э, г/кВт · ч	316,1	297,2
	Полезный отпуск э/э, млн кВт · ч	9 638	12 220
	Недоотпуск электроэнергии, тыс. кВт · ч	236,3	0
Персонал и технологии	Производительность труда, тыс. руб./чел.	1 823	5 004
	Степень износа генерирующего оборудования, %	71,8	65
	Технологические нарушения, шт.	458	44
	Длительность перерывов электроснабжения, ч	7	3,5
	Потери в сетях, %	16,94	13,41

Проведенный анализ показал, что почти по всем показателям ССП наблюдается положительная динамика.

Так, рост финансовых показателей (рентабельность собственного капитала, рентабельность продаж, чистая норма прибыли и исполнение плана финансирования инвестиционной программы) обеспечивает финансовую прозрачность рынков электроэнергии и деятельность организаций регулируемых секторов электроэнергетики и создание эффективного механизма снижения издержек и улучшения финансового состояния. Рост же доли дебиторской задолженности за отпущенную энергию в выручке говорит о сложности энергосбытового процесса.

Несмотря на увеличившуюся долю ДЗ в выручке, уровень сбора за электроэнергию остается высоким, а также возросла и динамика объема поставки электроэнергии, что говорит об обеспечении эффективной деятельности рынков электроэнергии. Снижение уровня рыночной концентрации и доли рынка электроэнергии Новосибирской области по СФО определяет развитие конкуренции среди генерирующих компаний. Однако довольно значительная динамика стоимости электроэнергии для населения не создает условий для формирования объективной цены на электроэнергию. В то же время это в большей степени связано с инфляционными процессами.

Положительная динамика установленной мощности электростанций региона и эффективности загрузки (КИУМ) создают благоприятные условия для строительства и эксплуатации новых мощностей. Увеличение полезного отпуска электроэнергии, снижение удельного расхода топлива на производство э/э и недоотпуска э/э обеспечивают сохранение и развитие единой инфраструктуры электроэнергетики.

По проекции персонала и технологий можно сказать, что возросшая производительность труда обеспечивает повышение мотивированности сотрудников, а снижение технических показателей (степень износа генерирующего оборудования, технологические нарушения в генерации и сетях, длительность перерывов электроснабжения, потери в сетях) обеспечивает надежность энергоснабжения.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что реформа рынков в электроэнергетике в целом положительно повлияла на Новосибирскую энергосистему.

#### Список литературы

- [1] Каплан Р., Нортон Д. Сбалансированная система показателей. От стратегии к действию. – 2-е изд., испр. и доп. / Пер. с англ. – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2005.
- [2] Постановление Правительства от 11 июля 2001 г. № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» [Электронный ресурс]. – URL: Справочная правовая система «Консультант Плюс».
- [3] Постановление Правительства Российской Федерации от 31 августа 2006 г. № 530 «Об утверждении правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики» [Электронный ресурс]. – URL: Справочная правовая система «Консультант Плюс».
- [4] <http://www.ais.np-sr.ru>.
- [5] <http://www.rao-ees.ru>.

# Использование гидроэнергетических ресурсов южных районов Сибири для строительства малых ГЭС

К.А. Никишин<sup>1</sup>, Е.А. Толстихина<sup>2</sup>, Е.Г. Сема<sup>3</sup>, Л.В. Толстихина<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ОАО «НТЦ ЕЭС», Москва, Россия

<sup>2</sup>АО «СО ЕЭС», Москва, Россия

<sup>3</sup>ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет» Саяно-Шушенский филиал СФУ, Саяногорск, рп. Черемушки, Россия  
s.ketty@mail.ru, catherine\_t@bk.ru

В настоящее время в мире развивается децентрализация электроэнергетики. Идеальным решением является совместная работа крупных и мелких объектов производства электроэнергии. Местные источники электроэнергии целесообразно применять для электроснабжения отдаленных и труднодоступных регионов. На текущем этапе исследования определены места перспективного размещения малых ГЭС на примере рассмотрения гидропотенциала рек республики Хакасия.

*Ключевые слова: распределенная генерация, малые ГЭС, гидроэнергетика, возобновляемые источники электроэнергии.*

## Using of hydropower resources of southern regions of syberia for construction of small HPPs

K.A. Nikishin<sup>1</sup>, E.A. Tolstikhina<sup>2</sup>, E.G. Syoma<sup>3</sup>, L.V. Tolstikhina<sup>3</sup>

<sup>1</sup>«STC of UPS» JSC, Moscow, Russian Federation

<sup>2</sup>«SO UPS» JSC, Moscow, Russian Federation

<sup>3</sup>Siberian Federal University, Sayano-Shushensky branch office, Sayanogorsk, Cheryomushki, Russian Federation  
s.ketty@mail.ru, catherine\_t@bk.ru

Nowadays, there is a decentralization of electric power industry developing in the world. The perfect solution is mutually beneficial cooperation of large and small power generation objects of electric power industry. Local energy sources are appropriate to apply for electricity supply in remote and inaccessible regions. At the current moment of the researches the places for perspective placement of HPPs are determined on example of the hydro potential of the rivers of the Republic of Khakassia.

*Keywords: distributed generation, small HPPs, hydropower, renewable energy sources.*

### I. АКТУАЛЬНОСТЬ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ, ЕЕ ДОСТОИНСТВА И ПРОБЛЕМЫ ВНЕДРЕНИЯ

В настоящее время в мире популярна децентрализация электроэнергетики, что связано с ее большей маневренностью и гибкостью производства. Электроснабжение отдаленных и труднодоступных населенных пунктов Сибири, Дальнего Востока, Севера и Кавказа со сложными климатическими и географическими условиями целесообразно доверить местным энергетическим источникам. К примеру, теоретический гидроэнергетический потенциал Сибирского федерального округа оценивается в 469,7 млрд. квтч/год, технический – в 153 млрд. квтч/год. При этом, отсутствие многокилометровых ЛЭП, затрат на производство опор, проводов, прокладку линий, их ремонт и эксплуатацию, отсутствие потерь в линиях электропередач, а также снижение величины ущерба после аварий и нарушений параллельной работы энергообъединений несет в себе явную экономическую выгоду. На малых ГЭС (МГЭС) мощностью до 1 МВт значительно упрощается

здание ГЭС, отсутствуют монтажные площадки и крановые хозяйства. Работа гидроагрегатов настраивается «по водотоку» или по заранее запланированному графику нагрузки. Накопленный опыт восстановления и эксплуатации МГЭС в России и странах СНГ доказал возможность и полную приемлемость замены специальных и дорогостоящих гидротурбин и синхронных генераторов на более дешевые и простые в эксплуатации насосы и асинхронные двигатели. КПД таких генераторов, их кавитационные качества и диапазоны регулирования хуже, чем у специализированного оборудования, однако машины значительно проще в эксплуатации и с этими качествами приемлемы для использования [1]. В мире накоплен большой практический опыт строительства и эксплуатации малых ГЭС. По сравнению с 50-ми годами XX века удельные капиталовложения на 1 кВт мощности и издержки по эксплуатации значительно уменьшились. Относительная численность эксплуатационного персонала, которая ранее была одним из основным сдерживающих факторов строительства, по мере развития автоматики уменьшилась. Удельная стоимость 1 кВт мощности также снизилась за

счет уменьшения служебных и бытовых помещений, усовершенствования строительной техники и оборудования [1].

Существует ряд недостатков малой гидроэнергетики, на которые необходимо обратить внимание при проектировании и строительстве МГЭС:

- зависимость выработки станции от гидрологического режима реки (зимой выработка электроэнергии уменьшается, а станции, построенные на оросительных каналах, работают только в ирригационный период);
- быстрое заиливание небольших водохранилищ;
- недостаточная изученность гидрологического режима и стока малых рек;
- проблема с высококвалифицированными кадрами.

## II. ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ РЕСПУБЛИКИ ХАКАСИЯ

Республика Хакасия расположена в юго-западной части Восточной Сибири в левобережной части бассейна реки Енисей, на территориях Саяно-Алтайского нагорья и Хакасско-Минусинской котловины. Внутренние воды Хакасии представлены многочисленными реками, озерами, а так же болотами и выходами грунтовых вод. Все эти водные источники имеют большое хозяйственное значение [5]. Некоторые реки важны как источники водной энергии; наиболее крупные из них могут быть использованы для судоходства.

На территории Хакасии учтено 324 реки, принадлежащие к бассейну главных рек Енисея и Оби, на которые приходится, соответственно, около 68% и 25% территории [6], [10]. Реки Хакасско-Минусинской котловины относятся к бассейнам крупнейших водных артерий страны – Енисея и Оби.

## III. ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ РАСЧЕТ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ МГЭС

Предварительный расчет установленной мощности МГЭС произведен в соответствии с методикой, изложенной в [11], [12]. Места размещения МГЭС определены исходя из гидрологических характеристик малых рек Республики Хакасия, приведенных в [10], а также в соответствии с данными о перспективах разработки удаленных от электросетевой инфраструктуры месторождений полезных ископаемых [9].

Произведен предварительный расчет установленной мощности МГЭС на р. Б. Ерба (Ербинской МГЭС). Рассматривается створ в 5 км выше по течению с. Большая Ерба. Ербинская ГЭС проектируется для обеспечения электроснабжения нагрузки планируемых к разработке Давыдовского и Сухоозерского месторождений. Потребление электрической мощности указанными месторождениями оценивается в 25 МВт [9]. Кроме того, возможно участие выдаваемой станцией мощности с апреля по сентябрь в покрытии нагрузки села Большая Ерба и других близлежащих населенных пунктов.

Исходные данные для расчета определены при помощи географических карт и систем спутниковой съемки местности.

1. НПУ=116 м,
2.  $\nabla_{\text{дна}}=94$  м,
3. Коэффициент мощности  $k_N=9,81 \cdot (\eta-0,05)=8,5$ ,
4. где  $\eta = 0,92$  – КПД для типа гидротурбины ПЛ20-В,
5.  $H_{\text{пред}} = \text{НПУ} - \nabla_{\text{дна}} = 20$  м.
6. Потери напора в водопроводящих сооружениях  $\Delta h = H_{\text{пред}} \cdot 1\% = 20 \cdot 1\% = 0,2$  м.
7. Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла представлена на рис. 1.

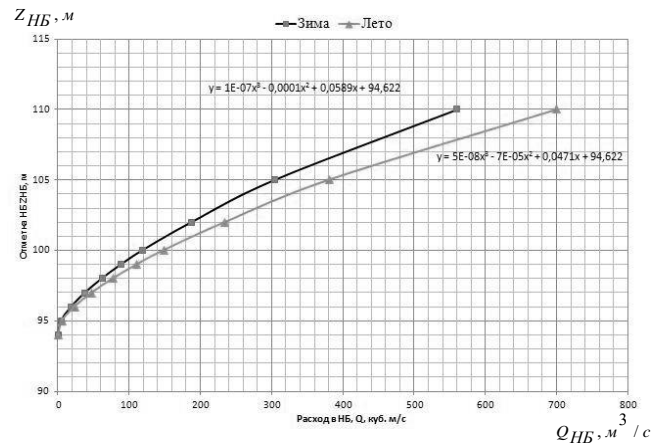


Рис. 1. Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла

При заданной расчетной обеспеченности (Р) 90% и 50% в качестве маловодного и средневодного года принимаются 1954 г. и 1968 г. соответственно.

Гидрограф средневодного и маловодного года представлен на рис. 2. Расчетные гидрографы средневодного и маловодного годов приведены в приложении в табл. I.

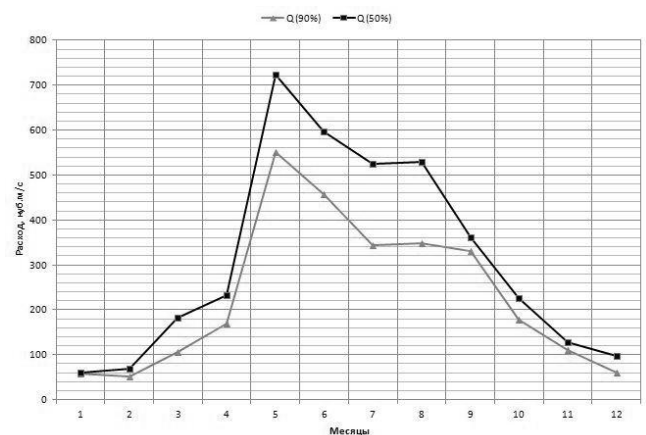


Рис. 1. Гидрограф средневодного и маловодного года

Расчет режимов работы Ербинской МГЭС с учетом требований к водохозяйственным комплексам (ВХК) представлен в приложении в табл. II.

При выдаче гарантированной мощности  $N_{\text{ГАР}}=25$  МВт (октябрь – март), а так же при заданной водоотдаче воды в

нижний бьеф (НБ) (по требованию ВХК) водно-энергетический расчет маловодного года представлен в приложении в табл. III.

Планируется, что мощность, выдаваемая сверх требуемой (с апреля по сентябрь) будет участвовать в покрытии нагрузки с. Большая Ерба (или других близ лежащих населенных пунктов).

Ввиду отсутствия суточного графика нагрузки не представляется возможным определение рабочей мощности проектируемой ГЭС. Вводится допущение: электростанция работает все сутки с максимальной мощностью. Рабочая мощность определяется следующим образом:

$$N_{раб} = N_{зар} = 25 \text{ МВт} .$$

тогда установленная мощность:

$$N_{уст} = N_{раб} + N_{нагр.рез.},$$

$$N_{нагр.рез.} = 3\%N_{раб} = 0,75 \text{ МВт} ,$$

$$N_{уст} = 25 + 0,75 \approx 26 \text{ МВт} .$$

Аналогичным образом произведен расчет установленной мощности МГЭС на р. Абакан (Аскизская МГЭС). Рассмотрен створ в 25 км выше по течению с. Аскиз. По результатам расчетов установленная мощность станции составит 48,5 МВт. Указанная мощность может быть использована для обеспечения электроснабжения рудных месторождений в Аскизском районе Республики Хакасия. В целом гидроэнергетический потенциал позволяет построить на территории Республики Хакасия порядка десяти МГЭС.

#### IV. ВЫВОДЫ

1. Распределенная генерация и точечное сооружение станций малой мощности являются актуальными направлениями в условиях современного развития электроэнергетики и промышленности.
2. Южные регионы Сибири обладают высоким гидропотенциалом для сооружения гидроэлектростанций малой мощности.
3. На первом этапе исследований определены места размещения МГЭС и их установленная мощность.

Таблица I. РАСЧЕТНЫЕ ГИДРОГРАФЫ СРЕДНЕВОДНОГО И МАЛОВОДНОГО ГОДОВ

Р, %	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
50	1954	61	69	182	233	724	596	524	530	362	226	127	96
Среднее		311											
90	1968	58	52	106	170	550	458	344	349	330	178	110	61
Среднее		231											

Таблица II. РАСЧЕТНЫЕ ГИДРОГРАФЫ СРЕДНЕВОДНОГО И МАЛОВОДНОГО ГОДОВ

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	58	52	106	170	550	458	344	349	330	178	110	61
$Q_{ф}, \text{ м}^3/\text{с}$	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
$Q_{исп}, \text{ м}^3/\text{с}$	-	-	-	-	1	2	3	2	1	1	-	-
$Q_{льд}, \text{ м}^3/\text{с}$	2	2	0	-5	-5	0	0	0	0	0	2	2
$Q_{потери}, \text{ м}^3/\text{с}$	4	4	2	-3	-2	4	5	4	3	3	4	4
$Q_{ползн. быт}, \text{ м}^3/\text{с}$	54	47	104	173	552	454	339	344	327	175	106	57
$Z_{ВБ}, \text{ м}$	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116
$Z_{НБ}, \text{ м}$	96,95	96,69	98,82	100,93	107,70	106,25	104,48	104,58	104,29	100,98	98,87	97,08
$H, \text{ м}$	18	19	16	14	8	9	11	11	11	14	16	18
$N_{БЫТ}, \text{ МВт}$	9	8	15	22	36	36	32	32	31	22	15	9
$Q_{ВХК}, \text{ м}^3/\text{с}$	150	150	150	200	200	200	200	200	200	150	150	150
$Z_{НБ}, \text{ м}$	96,95	96,69	98,82	100,93	107,70	106,25	104,48	104,58	104,29	100,98	98,87	97,08
$H, \text{ м}$	18	19	16	14	8	9	11	11	11	14	16	18
$N_{ВХК}, \text{ МВт}$	24	24	21	25	13	16	19	19	19	19	21	24
$N_{БЫТ} - N_{ВХК}, \text{ МВт}$	-15	-17	-7	-3	23	20	13	13	12	3	-6	-15

Таблица III. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГАРАНТИРОВАННОЙ МОЩНОСТИ ЕРБИНСКОЙ ГЭС

t, мес	Q, м <sup>3</sup> /с							V, км <sup>3</sup>			Z <sub>ВБ</sub> , м			Z <sub>НБ</sub> , м	H, м	N <sub>ГЭС</sub> , МВт	N <sub>ГАР</sub> , МВт
	Q <sub>полезн. быт</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>Ф</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>х.сбр</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>в-ща</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>ГЭС</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>ВХК</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>НБ</sub> , м <sup>3</sup> /с	V <sub>НАЧ</sub> , км <sup>3</sup>	ΔV, км <sup>3</sup>	V <sub>КОН</sub> , км <sup>3</sup>	Z <sub>НАЧ</sub> , м	Z <sub>КОН</sub> , м	Z <sub>СРЕД</sub> , м				
XI	106	2	0	32	138	150	140	2,50	0,08	2,42	116,00	115,62	115,81	94,74	20,32	25	25
XII	57	2	0	96	153	150	155	2,42	0,26	2,16	115,62	114,32	114,97	94,72	19,49	25	25
I	54	2	0	110	164	150	166	2,16	0,29	1,87	114,32	112,60	113,46	94,71	18,00	25	25
II	47	2	0	135	182	150	184	1,87	0,33	1,54	112,60	110,37	111,49	94,69	16,04	25	25
III	104	2	0	110	214	150	216	1,54	0,29	1,24	110,37	108,04	109,21	94,68	13,78	25	25
IV	173	2	0	25	198	200	200	1,24	0,06	1,18	108,04	107,49	107,76	94,68	12,34	21	по ВХК
V	552	2	180	-300	252	200	434	1,18	0,32	1,50	107,49	110,09	108,79	94,69	13,35	25	по ВХК
VI	454	2	120	-240	214	200	336	1,50	0,31	1,81	110,09	112,26	111,17	94,71	15,72	25	по ВХК
VII	339	2	70	-150	189	200	261	1,81	0,21	2,03	112,26	113,57	112,91	94,72	17,45	25	по ВХК
VIII	344	2	60	-170	174	200	236	2,03	0,29	2,32	113,57	115,15	114,36	94,73	18,88	25	по ВХК
IX	327	2	101	-170	157	200	260	2,32	0,18	2,50	115,15	115,99	115,57	94,74	20,08	25	по ВХК
X	175	2	19	-20	155	150	176	2,50	0,00	2,50	115,99	116,00	116,00	94,74	20,51	25	25

### Список литературы

- [1] Электрические станции: журнал / №4. 2004. – 78с.
- [2] <http://cyberleninka.ru/article/n/malaya-gidroenergetika-problemy-trudnosti-i-puti-ih-preodoleniya>.
- [3] <http://www.energsovet.ru/stat766.html>.
- [4] Торосов В.М. Экономика региона (мезоэкономика): аспекты теории и практики: монография / В. М. Торосов; Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. – Абакан: Ред.-изд. сектор ХТИ – филиала СФУ, 2014. – 321с.
- [5] Никольская Л.А. Хакасия. Экономико-географический очерк. – Красноярск: «Красноярское книжное издательство», 1968. – 244с.
- [6] Энциклопедия Республики Хакасия : [в 2 т.] / Правительство Респ. Хакасия; [науч.-ред. совет.: В. А. Кузьмин (пред.) и др.]. — Абакан : Поликор, 2007. Т. 1 : [А — Н]. — 2007. — 430, [2] с. : ил., портр. — Библиогр. в конце слов. ст. С. 368.
- [7] Социально-экономическое положение республики Хакасия: доклад / Хакасстат. – Абакан, 2015. – 69с.
- [8] Основы этноэкономики: учебно-методический комплекс по дисциплине: учебное пособие / Т. Г. Краснова, Н. Ф. Дитц, Т. В. Шальгина. – Абакан: Издательство ФГБОУ ВПО «Хакасский государственный университет им. Н. Ф. Катанова», 2012. – 116с.
- [9] Энциклопедия «Хакасия» (Хакасско-Минусинская котловина): в 5 т. – Абакан: Хакасское книжное издательство, 2015. – 412с.: ил. Т. 3: Природные ресурсы региона, 2015. – 412 с.
- [10] Государственный водный кадастр. Основные гидрологические характеристики. Т16, Ангаро-Енисейский район, вып. 1. Енисей/ Под ред. В.Г. Соколовской. – Гидрометеиздат., Ленинград, 1978, 388 с.
- [11] СП33-101-2003 «Определение основных расчетных гидрологических характеристик» (одобрен постановлением Госстроя РФ от 26 декабря 2003 г. N 218).
- [12] М.Н. Грацианский, «Инженерная гидрология и гидрометрия», издательство «Высшая школа», М., 1966г. – 197с. ил.

# Анализ балансовой надежности электроэнергетических систем с ветряными электростанциями

С.М. Пержабинский, Д.С. Крупенёв  
Институт энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН  
Иркутск, Россия  
smper@isem.irk.ru, krupenev@isem.irk.ru

Надежность электроснабжения потребителей зависит от многих случайных факторов, среди которых основными являются отказы энергооборудования и перебои в топливоснабжении электростанций. В современные электроэнергетические системы активно внедряется генерирующее оборудование на возобновляемых источниках энергии. Существующая методика оценки балансовой надежности не учитывает неопределенность выработки электроэнергии на данных станциях. Разработана методика анализа балансовой надежности электроэнергетических систем с ветрогенерацией. Методика базируется на методе Монте-Карло. Проведены экспериментальные исследования на тестовой схеме электроэнергетической системы, основывающейся на реальных технических и метеорологических данных. Результаты вычислительного эксперимента подтверждают работоспособность разработанной методики. Методика позволяет оценить эффективность внедрения в электроэнергетическую систему ветростанций.

*Ключевые слова:* электроэнергетическая система, ветряная электростанция, балансовая надежность, анализ надежности, метод Монте-Карло.

## Adequacy analysis of electric power system with wind power farms

Sergej Perzhabinskij, Dmitrij Krupen'jov  
Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences  
Irkutsk, Russia  
smper@isem.irk.ru, krupenev@isem.irk.ru

The reliability of electric power supply depends of many random factors such as faults of power equipment and problems of fuel supply of power stations. Modern electric power systems are widely equipped of power plants based on renewable energy sources. Existing method of adequacy analysis doesn't take into account uncertainty of power generation on such stations. We developed method of adequacy analysis of electric power system with wind power plants. The developed method is based on Monte Carlo method. Test scheme of electric power system with real technical and meteorological data is used in experimental research. The results of computation experiment confirm of efficiency of the developed method. The method allows to estimate efficiency of introduction of wind power plants into electric power system.

*Keywords:* electric power system, wind power station, adequacy, adequacy estimation, Monte Carlo method.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

При перспективном планировании развития электроэнергетических систем (ЭЭС) одной из важных задач является выбор величины, структуры и мест размещения резервной генерирующей мощности, а также структуры и пропускной способности линий электропередачи (ЛЭП) основной сети. Для решения данной задачи необходимо проводить оценку балансовой надёжности ЭЭС и на основании получаемых показателей балансовой надёжности делать выводы о дополнительных вводах генерирующих источников и ЛЭП. В свою очередь надёжность генерирующих источников зависит как от надёжности, непосредственно, самой установки, так и от надёжной поставки первичного энергоресурса на генерирующую станцию. В современных условиях развития электроэнергетики в мире все большую популярность получают энергоустановки на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ), в том числе из-за экологических проблем, возникающих

при сжигании органического топлива. При этом наибольшую долю среди установок на ВИЭ занимают ветровые электрические станции (ВЭС). Генерация электроэнергии на ВЭС характеризуется неравномерностью в виду случайного характера ветровой активности и слабой корреляцией с потреблением электроэнергии. Для анализа балансовой надежности ЭЭС разработан ряд методов и соответствующие вычислительные модели, но для оценки надежности ЭЭС с ВЭС они не годятся, поскольку не учитывается неопределенность выработки электроэнергии. В зависимости от целей исследования предложен ряд подходов к моделированию ветровой активности: анализ данных многолетних наблюдений скорости ветра в исследуемой местности и использование математического ожидания почасовой скорости ветра [1]; построение авторегрессионных моделей скорости ветра [2]; применение метода Монте-Карло по схеме марковских цепей [3]; использование гибридного алгоритма машинного обучения на основе

вейвлет-преобразования и искусственной нейронной сети [4].

Целью данной статьи является разработка методики анализа балансовой надёжности ЭЭС с учетом неопределённости выработки электроэнергии на ВЭС. При этом задача относится к среднесрочному и долгосрочному горизонтам планирования, что обеспечивает необходимый уровень детализации модели оценки балансовой надёжности ЭЭС и модели ветровых агрегатов. Исследование базируется на методике анализа надёжности ЭЭС, разработанной в ИСЭМ СО РАН [5]. Согласно методике показатели надёжности ЭЭС находятся в результате оценки дефицита мощности множества состояний функционирования ЭЭС. Каждое состояние ЭЭС характеризуется набором значений случайных величин (генерируемой мощности, пропускной способности ЛЭП, нагрузки в узлах системы). Значения случайных величин моделируются при помощи метода Монте-Карло. Для моделирования ветровой активности предлагается использовать гистограммы частот наблюдаемой скорости ветра на данной местности за продолжительный временной период. На основе полученных гистограмм моделируются значения случайной величины скорости ветра, которые используются для определения вырабатываемой мощности на ВЭС.

## II. МЕТОДИКА АНАЛИЗА БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ

Оценка балансовой надёжности ЭЭС возможна как вероятностными аналитическими методами, так и на базе метода Монте-Карло. В практике оценки балансовой надёжности ЭЭС наибольшее применение получила методика, основанная на методе Монте-Карло, состоящей из трёх основных блоков [6]:

- 1) блок формирования расчетных состояний ЭЭС (моделирование значений случайных величин нагрузки, генерации, пропускной способности);
- 2) блок расчета потокораспределения и определения дефицита мощности в каждом расчетном состоянии (модель оценки дефицита мощности);
- 3) блок вычисления показателей балансовой надёжности ЭЭС.

Как правило, анализ надёжности ЭЭС проводится для годового временного интервала и моделируется каждый час работы системы. В качестве вероятностных параметров используются отказы генерирующей и сетевой частей ЭЭС, в том числе учитывается время ремонта оборудования, распределение скоростей ветра, колебания нагрузки в течение года. Для определения дефицита мощности сформированных состояний ЭЭС используется модель оценки дефицита мощности с квадратичными потерями мощности в ЛЭП [7]. Учет квадратичных потерь мощности, возникающих при ее передаче, гарантирует единственность распределения мощности по узлам системы.

## III. МОДЕЛЬ ОЦЕНКИ ДЕФИЦИТА МОЩНОСТИ

Рассматривается схема электроэнергетической системы, состоящая из  $n$  узлов и некоторого набора связей между ними. Согласно методике для оценки балансовой надёжности ЭЭС требуется многократное формирование (на основе метода Монте-Карло) расчетных состояний ЭЭС и последующий их анализ. Пусть  $N$  – заданное число моделируемых расчетных состояний ЭЭС. Каждое состояние

ЭЭС характеризуется набором значений случайных величин: располагаемой генерирующей мощности  $\bar{x}_i^k$ , величины нагрузки  $\bar{y}_i^k$  в  $i$ -ом узле, пропускной способности ЛЭП  $\bar{z}_{ij}^k$  между узлами  $i$  и  $j$ ,  $i=1, \dots, n$ ,  $j=1, \dots, n$ ,  $i \neq j$ ,  $k=1, \dots, N$ . Для оценки дефицита мощности сформированных состояний ЭЭС используется следующая задача.

Переменные задачи:  $x_i$  – используемая мощность в узле  $i$ ,  $y_i$  – покрываемая в узле  $i$  нагрузка,  $z_{ij}$  – поток мощности из узла  $i$  в узел  $j$ ,  $i=1, \dots, n$ ,  $j=1, \dots, n$ . При оценке дефицита мощности  $k$ -го состояния ЭЭС,  $k=1, \dots, N$ , требуется найти:

$$\sum_{i=1}^n y_i \rightarrow \max, \quad (1)$$

$$x_i - y_i + \sum_{j=1}^n (1 - a_{ji} z_{ji}) z_{ji} - \sum_{j=1}^n z_{ij} = 0, \quad i=1, \dots, n, \quad i \neq j, \quad (2)$$

$$0 \leq y_i \leq \bar{y}_i^k, \quad i=1, \dots, n, \quad (3)$$

$$0 \leq x_i \leq \bar{x}_i^k, \quad i=1, \dots, n, \quad (4)$$

$$0 \leq z_{ij} \leq \bar{z}_{ij}^k, \quad i=1, \dots, n, \quad j=1, \dots, n, \quad i \neq j. \quad (5)$$

Здесь  $a_{ij}$  – заданные положительные коэффициенты удельных потерь мощности при ее передаче из узла  $i$  в узел  $j$ ,  $i \neq j$ .

## IV. МОДЕЛИРОВАНИЕ СЛУЧАЙНЫХ ВЕЛИЧИН

Рассмотрим процедуру разыгрывания случайных величин, характеризующих состояние ЭЭС, на примере случайной величины генерирующей мощности в узле  $i$ ,  $i=1, \dots, n$ . Моделирование значений случайных величин осуществляется следующим образом: на основе распределения случайной величины отказа определяется число работающих установок каждого вида оборудования, затем находится величина максимально возможной выработки на активных установках. Для агрегатов, характеризующихся случайной выработкой, дополнительно разыгрываются значения случайной величины вырабатываемой мощности.

Пусть  $p_{li}$  – вероятность отказа установки генерирующего оборудования вида  $l$ , размещенного в узле  $i$ ,  $h_{li}$  – количество установок вида  $l$  в  $i$ -ом узле (если некоторый вид оборудования в узле отсутствует, то полагаем  $h_{li} = 0$ ),  $i=1, \dots, n$ ,  $\tilde{x}_l$  – номинальная мощность установки вида  $l$ ,  $l \in L$ ,  $L$  – множество видов генерирующего оборудования, установленного в энергосистеме.

Моделирование дискретных случайных величин обсуждается в [8]. При помощи датчика случайных чисел выбирается значение случайной величины  $\gamma$ , равномерно распределенной на интервале  $(0, 1)$ . Если  $\gamma < p_{li}$ , то считается, что установка находится в отказе. Для каждого вида оборудования  $l \in L$  в узле  $i$ ,  $i=1, \dots, n$ , указанная процедура повторяется  $h_{li}$  раз. В результате чего, опреде-

ляется число работающих установок вида  $l \in L$  в  $i$ -ом узле, которое обозначим  $\tilde{h}_{li}$ ,  $l \in L$ ,  $i=1, \dots, n$ .

Рассмотрим моделирование случайной величины (например, скорости ветра) на основе гистограммы частот наблюдаемых значений. Пусть имеется  $M$  наблюдаемых значений случайной величины  $\beta$ , которые находятся на отрезке  $[\beta_{\min}, \beta_{\max}]$ . Отрезок разделим на  $T$  промежутков равной длины. Далее подсчитаем число наблюдений  $m_t$ , приходящихся на интервал  $[\beta_t, \beta_{t+1})$  (причем  $\beta_1 = \beta_{\min}$  и  $\beta_{T+1} = \beta_{\max}$ ),  $t=1, \dots, T$ , и определим частоту  $\rho_t = m_t/M$ . Для моделирования значений случайной величины  $\beta$  разобьем интервал  $(0, 1)$  на  $T$  интервалов, длины которых равны  $\rho_t$ ,  $t=1, \dots, T$ . Пронумеруем полученные интервалы от 1 до  $T$ . Далее при помощи датчика случайных чисел выбираем значение  $\tilde{\gamma} \in (0, 1)$ . Если величина  $\tilde{\gamma}$  попадает в интервал под номером  $t$ , то будем считать, что в данном розыгрыше значения случайной величины  $\beta$  принадлежат промежутку  $[\beta_t, \beta_{t+1})$ ,  $t=1, \dots, T$ . Далее, полагаем, что на каждом интервале  $[\beta_t, \beta_{t+1})$ ,  $t=1, \dots, T$ , значения случайной величины  $\beta$  распределены равномерно и, соответственно, могут быть получены при использовании датчика случайных чисел.

Смоделировав среднечасовую скорость ветра, можно вычислить вырабатываемую мощность на ВЭУ согласно технической документации установок. Тем самым определяется доля  $\alpha_{li} \in (0, 1]$  вырабатываемой мощности от ее номинальной величины  $\tilde{x}_l$  на установке вида  $l \in L$  в узле  $i$ ,  $i=1, \dots, n$ . Для источников традиционной генерации коэффициент  $\alpha_{li}$  равняется единице. Располагаемая генерирующая мощность в некотором расчетном состоянии ЭЭС в узле  $i$  вычисляется по формуле  $\tilde{x}_i = \sum_{l \in L} \tilde{h}_{li} \alpha_{li} \tilde{x}_l$ ,  $i=1, \dots, n$ .

## V. ВЫЧИСЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ

Анализ балансовой надежности ЭЭС опирается на показатели, которые вычисляются в результате многократной оценки случайных состояний энергосистемы. Среди показателей надежности чаще используется вероятность безотказной работы (в зарубежной литературе у данного показателя есть аналоги Loss of Load Expectation – LOLE, Loss of Load Hours – LOLH), математическое ожидание дефицита мощности, коэффициент обеспеченности потребителей электроэнергией.

Пусть  $\tilde{x}_i^k$ ,  $\tilde{y}_i^k$ ,  $\tilde{z}_{ij}^k$  – оптимальное решение задачи (1) – (5),  $k=1, \dots, N$ ,  $i=1, \dots, n$ ,  $j=1, \dots, n$ ,  $i \neq j$ . Величина дефицита мощности в оптимальном решении задачи (1) – (5) в  $i$ -ом узле,  $i=1, \dots, n$ , определяется по формуле  $d_i^k = \tilde{y}_i^k - \tilde{z}_i^k$ ,  $k=1, \dots, N$ . Состояние ЭЭС будем называть дефицитным, если величина  $d^k = \sum_{i=1}^n d_i^k$  отлична от нуля. Пронумеруем все дефицитные состояния ЭЭС и обозначим их общее количество через  $S$ . Тогда вероятность безотказной (бездефицитной) работы вычисляется

по формуле  $p = 1 - \frac{S}{N}$ . Математическое ожидание дефицита мощности в узлах системы находится следующим образом  $MD_i = \sum_{j=1}^S \frac{d_i^j}{N}$ ,  $i=1, \dots, n$ . Отсюда следует, что математическое ожидание дефицита мощности в ЭЭС определяется по правилу  $MD = \sum_{i=1}^n MD_i$ .

## VI. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для иллюстрации и верификации разрабатываемой методики рассмотрим тестовую схему ЭЭС, состоящую из 5 узлов и 5 связей (см. рисунок).

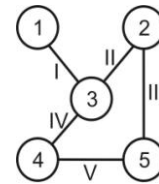


Схема исследуемой электроэнергетической системы

В табл. 1 представлены: характеристики генерирующих мощностей (рассматривались агрегаты мощностью 100 МВт с аварийностью 0,045 о.е.); данные по максимумам нагрузки (графики нагрузки задавались с учетом недельных и суточных максимумов); информация по межузловым связям (в ЭЭС узлы соединялись ЛЭП пропускной способностью 135 МВт с интегральным коэффициентом аварийности 0,011 о.е./100 км и коэффициентом потерь 0,0000001661 МВт/100 км).

Таблица I. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ИССЛЕДУЕМОЙ ЭЭС

Номер узла	Суммарная мощность в узле, МВт	Абсолютный максимум нагрузки, МВт	Номер связи	Количество ЛЭП в связи	Длина, км
1	500	700	I	2	200
2	1000	700	II	2	100
3	1400	1300	III	1	300
4	1000	1000	IV	2	200
5	1200	1100	V	2	300
Система	5100	4800			

Ветровые электростанции располагаются в узле №1 исследуемой ЭЭС. В ветропарке имеется 20 ветряков ENERCON E-82 E2 по 2 МВт. Аварийность одной ветроустановки составляет 0,9973 о.е. [9]. С зависимостью вырабатываемой мощности от скорости ветра можно ознакомиться на сайте производителя.

Для моделирования скорости ветра проанализирована статистика метеонаблюдений, полученных на станции № 20289, расположенной на о. Русский, с 1967 г. по 1998 г. В общей сложности обработано 84891 наблюдений. В табл. 2 представлена гистограмма частот.

Таблица II. ГИСТОГРАММА ЧАСТОТ СРЕДНЕСУТОЧНОЙ СКОРОСТИ ВЕТРА

Интервал группировки, м/с	[1, 5)	[5, 10)	[10, 15)	[15, 20)	[20, 25)
Частота	0,51152	0,40324	0,07523	0,00958	0,00001



Моделируемая скорость ветра  $v_1$  на высоте 10 м ( $h_1$ ) корректировалась до расчетной скорости  $v_2$  на рабочей высоте ветряка 80 м ( $h_2$ ) по формуле  $v_2 = v_1(h_1/h_2)^{1/7}$  [10].

В табл. 3. представлены результаты вычисления вероятности бездефицитной работы, математического ожидания дефицита мощности для исследуемой ЭЭС с учетом внедрения ВЭС.

Таблица III. ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ

Число испытаний	ЭЭС без ВЭС		ЭЭС с ВЭС	
	<i>P</i>	<i>MD</i>	<i>P</i>	<i>MD</i>
$N = 1000$	0,992000	0,257642	0,993000	0,468074
$N = 10000$	0,993700	0,220943	0,995900	0,163527
$N = 100000$	0,994920	0,196116	0,996140	0,136028
$N = 1000000$	0,994415	0,214700	0,996266	0,139408

Из результатов эксперимента видно, что с ростом числа испытаний увеличивается точность вычислений показателей надежности. Надежность ЭЭС без учета ВЭС не удовлетворяет нормативам (0,996 для вероятности бездефицитной работы). Внедрение в ЭЭС ветряных электростанций повышает надежность до необходимого уровня и обеспечивает сокращение математического ожидания дефицита мощности в 1,5 раза.

## VII. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе представлена методика, позволяющая оценивать балансовую надежность ЭЭС с ветряными электростанциями. Моделирование ветряной активности осуществляется на базе метода Монте-Карло. При этом используются гистограммы частот наблюдаемых скоростей ветра. В методике используется модель оценки дефицита мощности с квадратичными потерями мощности в ЛЭП, гарантирующая однозначность распределения дефицита мощности.

Разрабатываемая методика анализа надежности апробирована на тестовой схеме ЭЭС, построенной на основе

реальных технических данных. Результаты расчетов показали, что с ростом числа испытаний повышается точность вычисляемых показателей надежности. Внедрение в ЭЭС ветряных электростанций повышает уровень надежности до необходимых нормативных значений.

## Список литературы

- [1] Mabel M. C., Raj R. E., Fernandez E. Analysis on reliability aspects of wind power // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2011. – Vol.15(2). – Pp 1210–1216.
- [2] Billinton R., Huang D. Incorporating wind power in generating capacity reliability evaluation using different models // IEEE Transactions On Power Systems. – 2011. – Vol. 26, № 4. – Pp. 2509–2517.
- [3] Almutairi A., Ahmed M. H., Salama M. M. A. Use of MCMC to incorporate a wind power model for the evaluation of generating capacity adequacy // Electric Power Systems Research. – 2016. – Vol. 133. – Pp. 63–70.
- [4] Haquea A., Mandalb P., Mengc J., Negnevitsky M. Wind speed forecast model for wind farm based on a hybrid machine learning algorithm // International Journal of Sustainable Energy. – 2015. – Vol. 34 (1). – Pp. 38–51.
- [5] Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б. Надежность и резервирование в электроэнергетических системах. – Новосибирск: Наука, 1974. – 263 с.
- [6] Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. Надёжность систем электроэнергетики. – Новосибирск: Наука, 2015. – 224 с.
- [7] Зоркальцев В.И., Лебедева Л.М., Пержабинский С.М. Модель оценки дефицита мощности электроэнергетической системы с учетом квадратичных потерь мощности в линиях электропередач // Сиб. журн. вычисл. Математики. – 2010. – Т. 13, № 3. – С. 285–295.
- [8] Соболев И.М. Метод Монте-Карло. – Москва: Наука, 1968. – 64 с.
- [9] Echavarria E., Hahn B., van Bussel G.J., Tomiyama T. Reliability of Wind Turbine Technology Through Time // J. Sol. Energy Eng.. – 2008. – Vol. 130(3).
- [10] Николаев В.Г. Ресурсное и технико-экономическое обоснование широкомасштабного развития ветроэнергетики в России. – Москва: АТМОГРАФ, 2011. – 504 с.

# Применение токоограничивающих реакторов 110-220 кВ для снижения потерь электроэнергии и оптимизации перетоков активной мощности

С.В. Прохоров  
Филиал АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ  
Пенза, Россия  
serg19061983@yandex.ru

Перетоки активной мощности в энергосистеме распределяются не оптимально с точки зрения потерь активной мощности, то есть не экономично. Снижение потерь является одной из основных задач сетевых предприятий и направлений развития энергосистемы. Перераспределить перетоки мощности можно с помощью фазоворотных трансформаторов или установок продольной компенсации. Но эти устройства сложны и дороги, кроме того, не производятся в России. Интерес представляет возможность использования токоограничивающих реакторов (ТОР) для перераспределения перетоков мощности. Теоретически доказана эффективность использования ТОР для снижения потерь в электропередаче, состоящей из двух параллельных воздушных линий 110 кВ и 220 кВ, а также в модели реальной энергосистемы. Исследование перераспределения потоков мощности и снижения потерь при использовании ТОР проведено с помощью программы RastrWin. Построены зависимости среднегодового снижения потерь активной мощности в энергосистеме в результате установки ТОР от реактивного сопротивления реактора и показана эффективность мероприятия для трех ВЛ 220 кВ и двух ВЛ 110 кВ в объединенной энергосистеме Средней Волги. Предложен метод нахождения экономически целесообразного значения реактивного сопротивления ТОР. Установка ТОР для снижения потерь и оптимизации перетоков активной мощности эффективна и экономически целесообразна.

*Ключевые слова: энергосистема, шунтирующая связь, токоограничивающий реактор, потери активной мощности.*

## The use of current-limiting reactors 110-220 kV to reduce losses of energy and optimization of active power flows in the power system

Sergey Prohorov  
Penza «System Operator of the United Power System», Joint-stock Company  
Penza, Russia  
serg19061983@yandex.ru

The active power flows in the power system is not distributed optimally from the point of view of active power losses, that is not economical. Reducing losses is one of the main tasks of the network of enterprises and directions of development of the power system. To redistribute power flows using phase-shifting transformers or series compensation installations. But these devices are complicated and expensive, moreover, are not produced in Russia. Interest the possibility of using current limiting reactors (TOR) for the redistribution of power flows. Theoretically proved the effectiveness of the use of TOR to reduce losses in power transmission, consisting of two parallel overhead lines of 110 kV and 220 kV, as well as in a model of a real power system. The study of power flow redistribution and the reduction of losses when using TOR conducted using software RastrWin. Built based on average annual reduction of active power losses in the power system, installing TOR from the reactance of the reactor and the efficiency of the event for three 220 kV and two 110 kV overhead line in the United energy system of Middle Volga. The method of finding economically viable reactance TOR. Installing TOR for the reduction of losses and optimization of active power flows efficient and cost-effective.

*Keywords: power system, shunt feedback, current limiting reactor, active power losses.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Современные энергосистемы имеют сложно-замкнутые электрические сети. Такие электрические сети характеризуются высокой степенью неоднородности. Сеть называют неоднородной, если соотношение реактивного сопротивления к активному ( $X/R$ ) не одинаково для всех ее участков. Для воздушных линий электропередачи (ВЛ) напряжением 110 кВ это соотношение для различного сечения проводов принимает значения от 1,37 до 3,34; ВЛ 220 кВ – от 3,58 до 7,0; ВЛ 500 кВ – от 10,3 до 14,8, для

трансформаторов и автотрансформаторов – до 50. При экономичном распределении мощностей в контуре, соответствующем минимуму потерь, мощности по ветвям распределяются в соответствии с активными сопротивлениями. При естественном распределении мощности по ветвям распределяются в соответствии с полными сопротивлениями. Реактивная составляющая сопротивления значительно больше активной, поэтому распределение мощности зависит больше от реактивного сопротивления. Так как сеть неоднородна, перетоки мощности распределяются не оптимально с точки зрения потерь активной мощности.

При естественном потокораспределении транзитные потоки в линиях 220 кВ до 2,5 раз больше, а в линиях 110 кВ – до 6 раз больше, чем при оптимальном. Вследствие указанного явления потери на транспортирование электроэнергии в развитых сетях в целом, с учетом всех уровней напряжения, в 1,4-1,6 раза превышают потери оптимального потокораспределения. Оптимизация перетоков активной мощности позволяет снизить потери в 1,4-1,5 раза. Что особенно важно, наибольшее снижение потерь будет иметь место в режимах максимальных нагрузок [1].

## II. СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ ПРИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧЕ

В общем случае в скомпенсированной по реактивной мощности электропередаче, состоящей из двух ветвей с активными сопротивлениями  $R_1, R_2$  и реактивными сопротивлениями  $X_1, X_2$ , мощность в ветвях в относительных единицах от суммарной мощности при естественном распределении составит:

$$P_1 = \frac{\sqrt{X_2^2 + R_2^2}}{\sqrt{X_1^2 + R_1^2} + \sqrt{X_2^2 + R_2^2}}, \quad (1)$$

$$P_2 = \frac{\sqrt{X_1^2 + R_1^2}}{\sqrt{X_1^2 + R_1^2} + \sqrt{X_2^2 + R_2^2}}. \quad (2)$$

При экономичном распределении:

$$P_{1\varnothing} = \frac{R_2}{R_1 + R_2}, \quad (3)$$

$$P_{2\varnothing} = \frac{R_1}{R_1 + R_2}. \quad (4)$$

Естественное распределение будет экономичным, когда отношение  $X/R$  для ветвей будет одинаковым, то есть  $X_1/R_1 = X_2/R_2$ . Отсюда найдем оптимальное  $X_1$ :

$$X_{1\text{опт}} = \frac{X_2 \cdot R_1}{R_2}. \quad (5)$$

Рассмотрим скомпенсированную электропередачу, состоящую из двух параллельных ВЛ длиной 100 км различного класса напряжения: 220 кВ с проводом АС-300 и 110 кВ с проводом АС-185, связанных автотрансформаторами АТДЦТН 125000/220/110-У1. Параметры схемы замещения, приведенной к 110 кВ, будут такими: ВЛ 110 кВ – ВЛ1 –  $X_{ВЛ1}=41,3$  Ом,  $R_{ВЛ1}=16,2$  Ом, ВЛ 220 кВ – ВЛ2 –  $X_{ВЛ2}=10,73$  Ом,  $R_{ВЛ2}=2,45$  Ом, АТ –  $X_{Тр}=10,6$  Ом,  $R_{Тр}=0,21$  Ом.

Потери при передаче  $P$ , МВт мощности найдем по формуле:

$$\Delta P = \left( \frac{P \cdot P_1}{U} \right)^2 \cdot R_1 + \left( \frac{P \cdot P_2}{U} \right)^2 \cdot R_2. \quad (6)$$

При распределении перетоков мощности большую роль играет место подключения генератора и нагрузки потребления. Рассмотрим три случая и рассчитаем потери при передаче мощности 100 МВт.

1. Генератор и нагрузка подключены к сети 220 кВ. Первая ветвь состоит из двух автотрансформаторов и ВЛ1, вторая из ВЛ2.

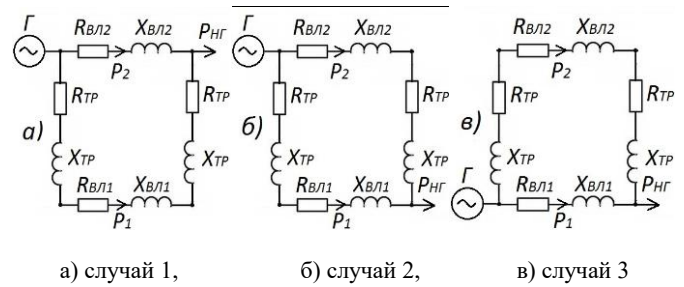


Рис. 1. Схема замещения

Находим  $P_1=0,145$  о.е.,  $P_2=0,855$  о.е.,  $P_{1\varnothing}=0,128$  о.е.,  $P_{2\varnothing}=0,872$  о.е. Потери составят 1,769 МВт, при экономичном распределении 1,765 МВт, разница 0,004 МВт.  $X_{1\text{ОПТ}}=72,8$  Ом.

2. Генератор подключен к сети 220 кВ, а нагрузка к сети 110 кВ, или, равнозначно, генератор подключен к сети 110 кВ, а нагрузка к сети 220 кВ. В этом случае первая ветвь состоит из автотрансформатора и ВЛ1, вторая из ВЛ2 и автотрансформатора. Получаем  $P_1=0,283$  о.е.,  $P_2=0,717$  о.е.,  $P_{1\varnothing}=0,14$  о.е.,  $P_{2\varnothing}=0,86$  о.е. Потери составят 2,22 МВт, при экономичном распределении 1,894 МВт, разница 0,326 МВт.  $X_{1\text{ОПТ}}=131,4$  Ом.

3. Генератор и нагрузка подключены к сети 110 кВ. В этом случае первая ветвь состоит из ВЛ1, вторая из двух автотрансформаторов и ВЛ2. Получаем  $P_1=0,419$  о.е.,  $P_2=0,581$  о.е.,  $P_{1\varnothing}=0,151$  о.е.,  $P_{2\varnothing}=0,849$  о.е. Потери составят 3,157 МВт, при экономичном распределении 2,02 МВт, разница 1,137 МВт.  $X_{1\text{ОПТ}}=179,7$  Ом.

Для всех трех случаев перетоки при экономичном распределении почти одинаковы, это объясняется низким активным сопротивлением трансформаторов. Но естественные перетоки для каждого случая сильно отличаются. Чем больше отличие естественного перетока от экономичного, тем больше потери активной мощности.

Изменить естественное распределение можно путем установки дополнительного оборудования:

- Установка продольной компенсации (УПК) на ВЛ 220 кВ позволит снизить реактивное сопротивление линии до двух раз и, таким образом, приблизить переток мощности по линии к экономичному.
- Фазоворотный трансформатор (ФПТ) на ВЛ 110 кВ позволит управлять углом электропередачи и, таким образом, снизить переток мощности по линии до экономичного.
- Продольный токоограничивающий реактор (ТОР) на ВЛ 110 кВ позволит увеличить реактивное сопротивление линии и, таким образом, снизить переток мощности по линии до экономичного.

Оптимизация перетоков с помощью УПК и ФПТ достаточно хорошо изучена, существует множество научных работ, посвященных их использованию, в том числе для снижения потерь, но практической реализации в России пока нет. В данной статье предлагается использование ТОР для оптимизации перетоков и снижения потерь мощности.

### III. ПРЕИМУЩЕСТВА ТОР

ТОР, включенный в ВЛ 110 кВ увеличивает не только реактивное сопротивление, но и активное сопротивление линии. Активное сопротивление современных ТОР составляет 1% от реактивного. Без учета активного сопротивления оптимальное реактивное сопротивление реактора будет равно:

$$X_{\text{ропт}} = X_{1\text{опт}} - X_1. \quad (7)$$

Для первого случая найдем  $X_{\text{ропт}}=10,3$  Ом, для второго 79,5 Ом, для третьего 138,4 Ом. Зависимости снижения потерь от сопротивления ТОР с учетом активного сопротивления реактора представлены на «Рис. 2». При увеличении  $X$  от 0 до  $X_{\text{ропт}}$  снижение потерь растет, затем постепенно снижается и стремится к значению снижения потерь при размыкании ВЛ1 (пунктирные линии). График 3А соответствует третьему случаю без учета активного сопротивления ТОР.

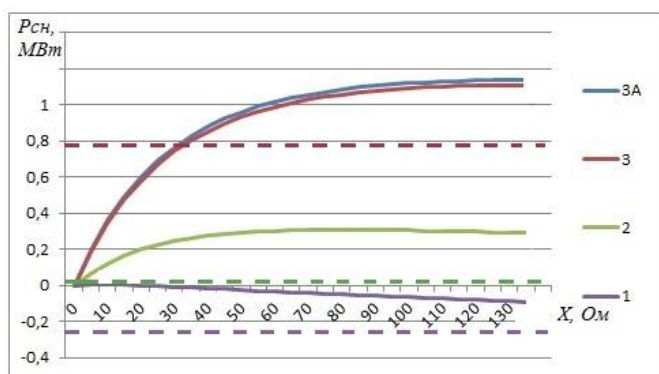


Рис. 2. График снижения потерь для трех случаев

Из графиков видно, что наличие активного сопротивления ТОР практически не меняет  $X_{\text{ропт}}$ , а максимальное снижение потерь снижает на незначительные 2% (для третьего случая максимальное снижение потерь без учета активного сопротивления ТОР равно 1,137 МВт, с учетом 1,113 МВт).

Установкой ТОР можно добиться экономичного распределения перетоков по ВЛ и существенно снизить потери при передаче мощности. Величина оптимального с точки зрения потерь реактивного сопротивления ТОР не зависит от передаваемой мощности, но зависит от конфигурации сети. У ФПТ есть преимущество по сравнению с ТОР – это возможность менять угол передачи мощности, тем самым регулировать переток мощности по ВЛ в режиме реального времени. Для конкретной схемы экономичное распределение перетоков достигается при конкретном реактивном сопротивлении ТОР или угле электропередачи ФПТ и не зависит от передаваемой мощности. Поэтому для решения задачи минимизации потерь при передаче мощности, меняющейся в течение суток, года, для конкретной схемы, изменение угла передачи или реактивного сопротивления ТОР не требуется.

Стоимость ФПТ существенно выше стоимости ТОР из-за сложности конструкции, это видно по «Рис. 3», кроме того ФПТ в России не производится, как и УПК. Стоимость УПК составляет 10% от стоимости ВЛ [4], то есть при стоимости ВЛ 220 кВ длиной 100 км с проводом сечения 300 мм<sup>2</sup> равной 530 млн.руб, стоимость УПК составит около 53 млн.руб. Установка УПК снизит потери на

0,15 МВт для второго случая и на 0,34 МВт для третьего случая.

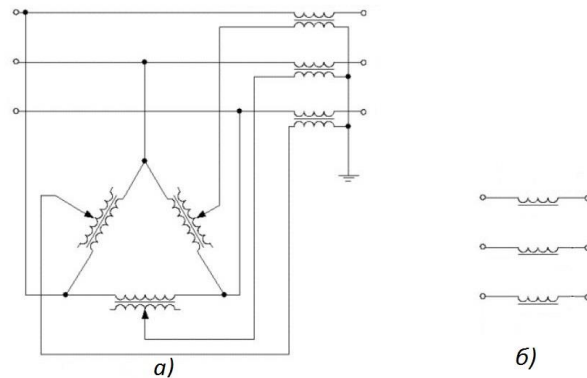


Рис. 3. Трехфазная электрическая схема: а) ФПТ, б) ТОР

Стоимость ТОР линейно зависит от реактивного сопротивления и составляет для 110 кВ около 2 млн.руб./Ом [3]. На 53 млн. руб. (стоимость УПК) можно установить ТОР сопротивлением 26,5 Ом, это приведет к снижению потерь на 0,24 МВт (в 1,6 раза больше, чем УПК) во втором случае и на 0,78 МВт (в 2,3 раза больше, чем УПК) в третьем. То есть ТОР гораздо эффективнее УПК. Кроме того, если сделать ТОР с ферромагнитным сердечником (ТОРС), то стоимость можно существенно снизить. ТОРС используется в данном случае для снижения перетока активной мощности, а не для ограничения токов короткого замыкания, поэтому насыщение сердечника в режимах КЗ допустимо. Преимущества ТОР для снижения потерь, такие как простота конструкции, отсюда надежность, дешевизна и возможность производить на отечественных производствах, очевидны.

### IV. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТОР В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

В операционной зоне объединенного диспетчерского управления (ОДУ) Средней Волги есть ВЛ, установкой ТОР на которых можно существенно снизить потери при передаче электроэнергии. Для некоторых из них проведены расчеты и представлены в данной статье. Это ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Кубра, две параллельные ВЛ 220 кВ Аткарск – Ртищево и две параллельные ВЛ 110 кВ Барыш – Инза. Исследование перераспределения потоков мощности и снижения потерь при использовании ТОР проведено с помощью программы RastrWin. Имитация установки ТОР в линию электропередачи выполнена увеличением реактивного и активного сопротивлений линии. Проведены расчеты для каждого месяца года для четырех базовых режимов месяца: максимальный и минимальный рабочий день, и максимальный и минимальный выходной день. Среднегодовое снижение потерь рассчитано с учетом количества рабочих и выходных дней в неделе.

По состоянию габаритов ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Кубра снижена допустимая токовая нагрузка (например, для температуры окружающей среды 25°C допустимая токовая нагрузка составляет 650 А вместо 915 А). По этой причине при максимальной генерации Саратовской ГЭС и Балаковской АЭС и температуре окружающей среды свыше 20÷25 °С возможна токовая перегрузка ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Кубра в нормальной схеме электрической сети. В целях предотвращения перегрузки часто выполняется размыкание этой ВЛ, это зачастую приводит к

ограничению выдачи мощности Балаково-Саратовского энергоузла. Например, в 2013 году ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Кубра была разомкнута в течение более 6 месяцев [2]. Размыкание в основном приводит к увеличению потерь. ТОР позволяет не только снизить потери, но и снижает переток мощности по ВЛ, на которой установлен, поэтому размыкания может не потребоваться. Так при сопротивлении ТОР 30 Ом переток по ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Кубра снижается на 25%, при 40 Ом – на 32%. Таким образом, установкой ТОР можно добиться существенного снижения времени разомкнутого состояния линии и дополнительно снизить потери за счет отсутствия увеличения потерь вследствие размыкания, увеличить надежность схемы и максимально-допустимый переток в сечениях, в которые входит данная ВЛ, снизить ограничения на выдачу мощности.

Две ВЛ 220 кВ Аткарск – Ртищево и две параллельные ВЛ 110 кВ Барыш – Инза размыкаются в некоторых ремонтных режимах. Количество суток в году с разомкнутым состоянием ВЛ 220 кВ Аткарск – Ртищево составляет 68, двух параллельных ВЛ 110 кВ Барыш – Инза – 74.

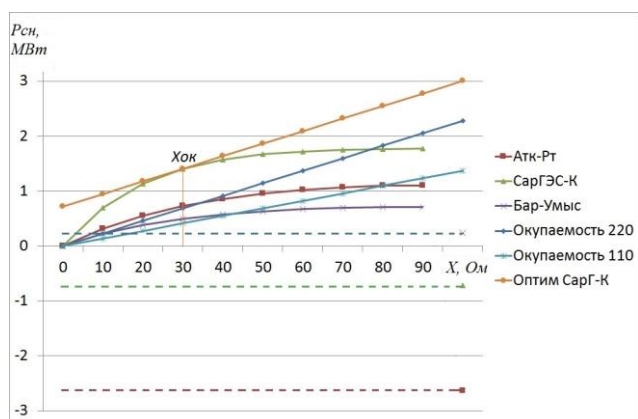


Рис. 4. График снижения потерь и линии окупаемости

На «Рис. 4» изображена зависимость среднегодового снижения потерь за период с июня 2015 года по май 2016 года от реактивного сопротивления ТОР, установленного на ВЛ. Пунктирными линиями изображены величины снижения потерь при размыкании ВЛ (если величина отрицательная, то потери при размыкании растут). Так же изображен график функции окупаемости  $P_{OK}(X)$ , характеризующий снижение потерь, необходимое для окупаемости ТОР, удельной стоимостью  $Z_y$  в течение пяти лет. Учитывая линейную зависимость стоимости ТОР от  $X$ , с учетом средней стоимости потерь для сетей 2000 руб/МВт и количества часов в году 8760 получим:

$$P_{OK} = \frac{Z_y \cdot X}{2000 \cdot 8760 \cdot 5} \quad (8)$$

Существует проект ТОР стоимостью 35 млн.руб. с параметрами  $U_{ном}=330$  кВ,  $I_{ном}=1500$  А,  $X=14$  Ом. Стоимость ТОР обратно пропорциональна номинальному току. При производстве нескольких одинаковых ТОР (мелкосерийное производство), в данном случае три ТОР для трех ВЛ 220 кВ, описываемых в данной статье, можно снизить стоимость ТОР на 10%. Удельная стоимость производства ТОР для ВЛ 220 кВ с  $I_{ном}=1000$  А будет равна  $C_y=35 \cdot 0,9 \cdot 1000 / 1500 / 14 = 1,5$  млн.руб/Ом. С учетом стоимости доставки и установки ТОР, примем  $Z_y=2$  млн.руб/Ом. Тогда  $P_{OK220}=0,0228X$ . С учетом  $I_{ном}=600$  А для  $U_{ном}=110$  кВ получим  $P_{OK110}=0,01368X$ .

Для нахождения экономически целесообразного сопротивления ТОР исходя из срока окупаемости 5 лет для ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Кубра, проведем касательную, параллельную  $P_{OK220}$ , к графику снижения потерь. В точке касания ( $X_{ок}$ ) прирост стоимости потерь за пять лет равен росту затрат при увеличении  $X$ , при дальнейшем увеличении  $X$ , рост затрат превышает прирост стоимости потерь за пять лет, поэтому экономически нецелесообразно ставить ТОР с  $X > X_{ок}$ .

По такому же принципу найдем  $X_{ок}$  для остальных ВЛ. Получим для ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Кубра  $X_{ок}=30$  Ом, срок окупаемости 2,5 года, для ВЛ 220 кВ Аткарск – Ртищево и ВЛ 110 кВ Барыш – Инза  $X_{ок}=20$  Ом и срок окупаемости 4,2 и 3,6 года соответственно. Если с помощью сердечника удастся снизить стоимость ТОР, то срок окупаемости снизится.

### Список литературы

- [1] Ольшванг М.В. Извлечение избыточной энергии из развитой высоковольтной сети: способ, средства и технология - "Электротехника 2010 год", N 1.18, Москва, ВЭИ. 1999.
- [2] Гофман А.В., Иванова Е.А., Кустова О.В., Кустов Н.А., Ярох Н.С. Анализ возможности перевода ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Кубра на постоянное напряжение. Сборник докладов международной молодежной конференции «Энергетика глазами молодежи». Иваново, 2015.
- [3] Супрунов И.С. Применение сухих токоограничивающих реакторов для ликвидации перегрузок электросетевого оборудования. Сборник докладов международной молодежной конференции «Энергетика глазами молодежи». Томск, 2014.
- [4] УПК (устройство продольной компенсации) [Электронный ресурс]. – URL: [http://alstom-rusal.ru/produkty\\_i\\_resheniya/kachestvo/upk](http://alstom-rusal.ru/produkty_i_resheniya/kachestvo/upk). – (Дата обращения: 12.05.2016).

# Особенности применения изотропных электродов для очистки газов в поле стримерной короны

В.Д. Сандаков, И.М. Валеев  
КГЭУ  
Казань, Россия  
sanvidm@rambler.ru

Выбор оптимальных технологий очистки атмосферного воздуха от вредных газов в настоящее время является актуальной задачей и требует нахождения всё более эффективных способов. К современным технологиям очистки газовых примесей относят электрофизические, среди которых более эффективным является способ очистки воздуха в поле импульсной стримерной короны.

В ходе разработки проведен патентно-информационный поиск, выполнены аналитические расчеты и экспериментальная проверка работы предлагаемой конструкции, были проведены электронно-микроскопические и металлографические исследования.

В результате расчетных и лабораторных исследований очистки газов в поле стримерной короны мы пришли к выводу, что на энергетические характеристики оказывает влияние не только форма и конструкция, но и физико-химический состав электродов. Использование монокристалла никеля в качестве электрода повышает количество нарабатываемых в реакционной камере химически активных частиц. В результате измерений и расчетов нами были получены зависимости изменения концентраций  $O_3$  и  $SO_2$  от энергозатрат в стримерную корону.

В целом исследования показали возможность повышения эффективности электрофизических методов очистки газов в поле стримерной короны с применением монокристалла никеля в качестве электрода. Анализируя результаты, следует отметить высокую эффективность процесса удаления  $SO_2$ , что напрямую связано с использованием новых технологий и материалов.

*Ключевые слова: монокристалл никеля, электронно-микроскопический анализ, эффективность процесса удаления  $SO_2$ .*

## Application features isotropic electrodes for gas cleaning in the streamer corona

Vitaly Sandakov, Ilgiz Valeev  
Kazan State Power Engineering University  
Kazan, Russian Federation  
sanvidm@rambler.ru

Choosing the best technologies of air purification of harmful gases in the moment is a challenge and requires finding more and more effective ways. By modern technology purification of gas impurities include electrical, among which is a more efficient way to clean the air in the field of pulsed streamer corona.

During the development carried out patent information search, performed analytical calculations and experimental verification of the operation of the proposed construction, electron microscopy and metallographic examinations were carried out.

As a result of theoretical and laboratory research in the field of gas treatment streamer corona, we came to the conclusion that on the energy characteristics influence not only the shape and design, but also the physical and chemical composition of the electrodes. Use of a single crystal nickel electrode increases as the number of accumulating in the reaction chamber of reactive particles. As a result of our measurements and calculations were obtained dependences of  $O_3$  and  $SO_2$  concentrations from the energy input to the streamer corona.

In general, studies have shown the ability to improve the efficiency of the electrical gas cleaning methods in the streamer corona using a nickel single crystal as an electrode. Analyzing the results, it should be noted the high efficiency of  $SO_2$  removal process that is directly related to the use of new technologies and materials.

*Keywords: nickel single crystal, the electron-microscopic analysis, the effectiveness of  $SO_2$  removal process.*

По данным Минприроды РФ, на 15 % территории страны, где проживает 60 % населения, состояние окружающей среды и рационального природопользования является неудовлетворительным. Ежегодный экологический

ущерб оценивается в 4 – 6 % валового внутреннего продукта [1].

Проанализировав электрофизические методы очистки газов в поле стримерной короны, мы пришли к выводу,

что на энергетические характеристики оказывает влияние не только форма и конструкция, но и физико-химический состав электродов.

В качестве электрода был выбран монокристалл никеля с плоскостью среза (111) и площадью 1,5 см<sup>2</sup>, выращенный методом Бриджмена в Казанском физико-техническом институте Российской академии наук.

Химический состав монокристаллов никеля практически идеален. Это происходит потому, что при росте кристаллической решётки происходит самопроизвольный подбор нужных атомов (молекул для молекулярных кристаллов) не только по их химическим свойствам (валентности), а также по размеру.

На базе ранее разработанной конструкции [2] для конверсии топочных газов в поле стримерной короны (рисунок) был проведён ряд экспериментов. От регулируемого источника высокого напряжения 7 в реакционную камеру 1 подавалось напряжение. В виде электрода «плоскость» использовался монокристалл никеля.

Определение степени очистки осуществлялось газоанализатором Testo 350-S/-XL при следующих параметрах: расход газа 30-40 л/мин, первоначальная концентрация SO<sub>2</sub> – 170-180 ppm, диапазон амплитуд импульсных напряжений (U+, U-) – 12 кВ, регулируемая частота – 5-500 Гц, длина реакционной камеры – 230 мм, диаметр – 65 мм.

Основой технологического процесса очистки газов является взаимодействие наработанных в поле стримерной короны химически активных частиц (O<sub>3</sub>) с диоксидами серы (SO<sub>2</sub>). Моделирование выхода активных частиц в канале стримера является процессом, сопряженным с рядом трудностей и проблем, вследствие чего применялся приближенный способ вычисления концентраций активных компонентов в стримерном канале, основанный на введении G-факторов [6]. В рамках данного способа концентрация *i*-го компонента определяется:

$$n_i = \frac{\sum_j G_{ij} x_j w_{st}}{100},$$

где  $G_{ij}$  – количество частиц сорта *i*, возникших из молекул сорта *j* на 100 эВ введенной в газ электрической энергии;

$x_j$  – мольная доля *j*-го компонента, из которой в области высокого поля возникает *i*-й компонент;  $w_{st}$  – некоторая часть энергии, введенной в единицу объема стримера, затраченная на образование активных компонентов.

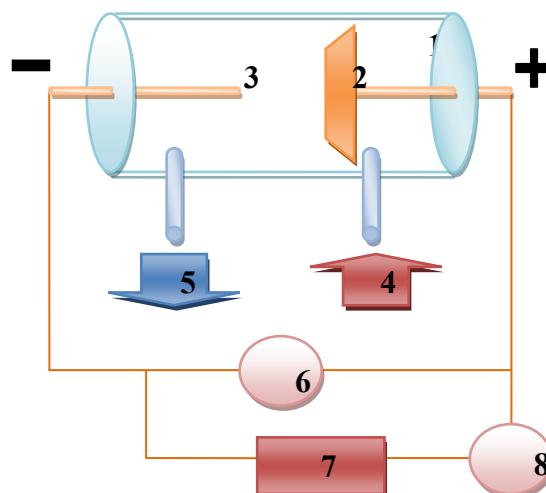


Схема технологии конверсии топочных газов в поле стримерной короны: 1 – реакционная камера; 2 – электрод «плоскость» (монокристалл никеля); 3 – электрод «игла»; 4 – топочные газы; 5 – газоанализатор; 6 – регулируемый источник высокого напряжения; 7 – киловольтметр; 8 – миллиамперметр

В результате измерений и расчетов нами были получены зависимости изменения концентраций O<sub>3</sub> и SO<sub>2</sub> от энерговклада в стримерную корону. Применение монокристалла никеля в процессе очистки газовых выбросов значительно повышает количество наработываемых в реакционной камере химически активных частиц. Анализируя результаты, следует также отметить высокую эффективность процесса удаления SO<sub>2</sub>, что напрямую связано с использованием новых технологий и материалов.

#### Список литературы

- [1] Валеев И.М., Подрезов А.Н., Сандаков В.Д. // Энергетика Татарстана. – 2014. – 3/4(35/36). – С. 81–83.
- [2] Пат. РФ. № 144782 (2014).
- [3] Nair S.A. Corona plasma for tar removal. – Proefschrift, Eindhoven, 2004. – P. 47–51.

# Применение генетических алгоритмов для определения оптимального состава сетевых элементов в задаче оптимизации развития электрических сетей

С.И. Семененко, Г.В. Семенов

ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»  
Екатеринбург, Российская Федерация

В настоящее время в энергетическом секторе Российской Федерации наблюдается значительный износ электросетевого оборудования (в среднем этот показатель достигает 60%), в связи с чем, задача оптимального развития электросетевого хозяйства имеет интерес. Ситуация осложняется тем, что объемы потребления электроэнергии в Российской Федерации приближаются к объемам до распада СССР. Известно, что большинство электроэнергетических объектов, в частности и сетевых, были построены еще во времена СССР, поэтому проблема еще усложняется необходимостью реконструкцией старых, но и проектированием новых сетей. В данной статье предлагается автоматизировать процесс получения множества вариантов развития сети близких к оптимальным, и затем, на основании оценки результатов человеком, получить наиболее экономически оптимальный вариант. Одним из важных выводов здесь является, что генетические алгоритмы применимы к задаче оптимизации развития электрических сетей, дают адекватные результаты, помогают сократить время при проектировании электрических сетей, при столь простой математической формализации.

*Ключевые слова: генетические алгоритмы, задача оптимизации развития электрических сетей, методика проектирования электрических сетей в РФ, метод приведенных затрат.*

## Genetic algorithm application for determination of optimal set grid elements for purpose optimal expansion of power system

S.I. Semenenko, G.V. Semenov

Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Professional Education «Ural Federal University  
named after the first President of Russia B.N. Yeltsin»  
Yekaterinburg, Russian Federation

Currently, significant deterioration of grid equipment is observed in Russian Federation (mean index reach's 60%), in this case optimal expansion of power system is paid a great attention. The problem is complicated by increasing size of electrical energy consumption until USSR's level. It is known that most installations was designed during Soviet era, particularly grid, the problem is complicated by renovation of battered equipment, but designing of new equipment. This article proposes the obtaining close to optimal point variety of grid expansion automation process and then, it means pick out more optimal version based on experience. The key conclusion here is that genetic algorithms are appropriate for electrical network optimization problem, provide adequate results, helping to reduce the time in the design of electrical networks, with such a simple mathematical formalization.

*Keywords: Genetic algorithm, optimization of grid expansion, design of electrical networks, reduced costs method.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Автоматизация планирования развития является актуальной и представляет интерес не только для энергетиков. Планирование развития любой крупной системы общенационального значения, в частности электроэнергетической, представляет собой ответственный и сложный этап процесса развития народного хозяйства. Ошибки на этом этапе, обусловленные недостаточным учетом перспективы и взаимосвязей между различными факторами, могут привести к труднопоправимым (а иногда вообще неисправимым) последствиям.

Задача оптимизации развития электрических сетей привлекла внимание многих ученых особенно во времена СССР. Так как данная задача, является достаточно сложной, многие авторы уделяли внимание конкретным вещам. В.А. Дале, З.П. Кришан, О.Г. Паэгле рассматривали задачу оптимального развития электрических сетей с точки зрения построения и использования динамических моделей [1]. Другая группа ученых (А.В. Липес, Д.А. Арзамасцев, А.Л. Мызин) главное уделяли обоснованию математических моделей и методам решения задачи оптимального развития электрических сетей в целом [2]. Несмотря на разные подходы и многообразие методов, авторы однозначно соглашались с тем, что общую задачу планирования разви-



тия электроэнергетической системы можно подразделить на ряд подзадач, которые образуют определенную иерархическую систему с прямыми и обратными связями между ее элементами.

Целями же данной статьи являются автоматизация процесса получения оптимальных вариантов развития сети, проверка применимости генетических алгоритмов для данной задачи и затем, на основании оценки вариантов методом приведенных затрат получение наиболее экономически оптимального варианта. Известно, что при проектировании систем электроснабжения проектировщик на основе опыта, выделяет несколько вариантов и затем сравнивает эти варианты между собой на основании какого-либо или каких-либо критериев. Для сравнения применимости генетических алгоритмов к задаче оптимизации развития электрических сетей, в ходе данной работы также был получен вариант “ручным” методом. В качестве целевой функции для оптимизационной задачи, выступила функция капитальных затрат:

$$K = C_{Л} \cdot \sum_{i=1}^n l_i + 2C_{В} \cdot n_{ЛЭП}, \quad (1)$$

где  $C_{Л}$  – стоимость строительства 1 километра линии электропередачи (ЛЭП), принят равным 0,0151 [млн.руб./км];  $l_i$  – суммарная протяженность ЛЭП [км];  $C_{В}$  – стоимость одной ячейки выключателя, принят равным 4,2 [млн.руб.];  $n_{ЛЭП}$  – число ЛЭП в рассматриваемом варианте. Что является составной частью функции приведенных затрат:

$$Z = E_{н} \cdot K + И, \quad (2)$$

где  $E_{н}$  – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, принят равным 0,2;  $И$  – издержки, включающие затраты на амортизацию и обслуживание сетевых объектов, а также покрытие потерь электроэнергии рассматриваемого варианта. Следует отметить, что издержки в ходе оптимизации не рассматривались, однако они рассматривались при сопоставлении вариантов. Более подробно метод приведенных затрат описан в [3].

## II. РЕАЛИЗАЦИЯ В MATLAB

В качестве тестовой схемы была выбрана восьми узловая схема, вид которой изображен на рис. 1. Как можно заметить, на рисунке помимо расположения узлов указаны исходные, которые затем были применены в технико-экономических расчетах. Важно отметить, что сечение линий рассматриваемых вариантов соответствует максимальному сечению на рассматриваемом классе напряжения, а именно АС-240.

В качестве инструмента для оптимизации использовался блок “Генетические алгоритмы”, реализованный в программном комплексе MATLAB. В качестве формы отображения схем была использована векторная форма представления вариантов, пример которой изображен на рис. 2. Рассмотрим более подробно данный пример. Вектор  $n$  обозначает наличие связи между узлами в порядке 1-2, 1-3 и так далее до 6-7. Цифра в элементах вектора  $n$  обозначает число линий между соответствующими узлами.

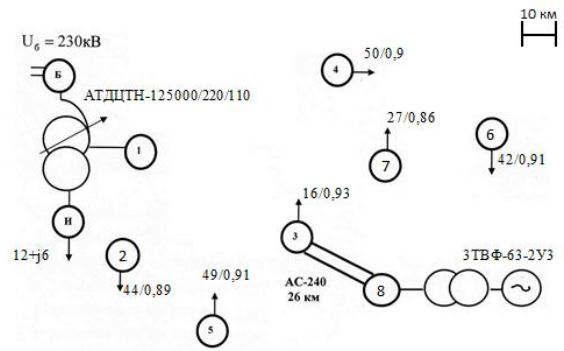
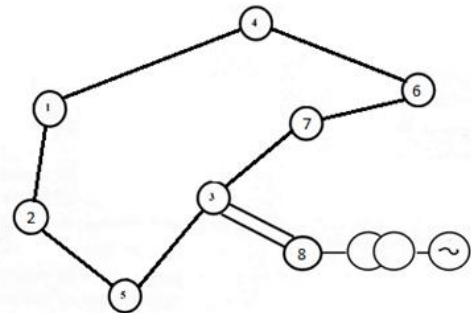


Рис. 1. Тестовая схема



$$\vec{n} = [1; 0; 1; 0; 0; 0; 0; 1; 0; 0; 0; 1; 0; 1; 0; 1; 0; 1; 0; 0; 0; 1]$$

Рис. 2. Пример векторной формы отображения схемы

В рамках данной статьи, не лишним будет описать работу генетических алгоритмов применительно к задаче оптимального развития электрических сетей. Однако читатель может подробно познакомиться с общей формулировкой в [4]. Вид простейшей блок-схемы генетического алгоритма изображен на рис. 3.

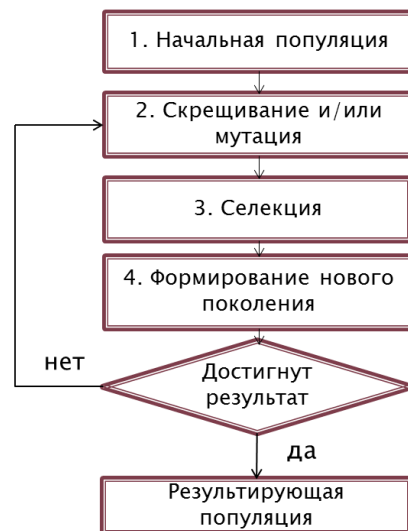


Рис. 3. Блок-схема генетического алгоритма

Важно отметить, что генетические алгоритмы опираются на Дарвинскую теорию эволюции, поэтому в ходе ознакомления читатель может встретить биологические термины. На первом этапе генерируется конечное число

возможных вариантов решения, получившее название начальной популяции. На втором этапе осуществляется осознанное изменение, ранее сгенерированных вариантов с помощью операторов скрещивания и мутации. Применительно к рассматриваемой задаче, скрещивание, предполагает генерацию нового варианта возможного решения путем наследования конфигурации сети от двух (возможно и более) первоначальных вариантов развития сети. Рис. 4 наглядно показывает суть скрещивания применительно к задаче оптимального развития электрической сети. В ходе реализации алгоритма необходим баланс между неизменными и скрещиваемыми вариантами, так как большое количество вариантов, полученных в результате скрещивания, приводит к малому изменению вариантов, в результате чего может быть упущено оптимальное решение. И наоборот, слишком малое количество вариантов получаемых в результате скрещивания может привести к тому, что полученное в начальной популяции оптимальное решение может быть упущено в ходе работы алгоритма.

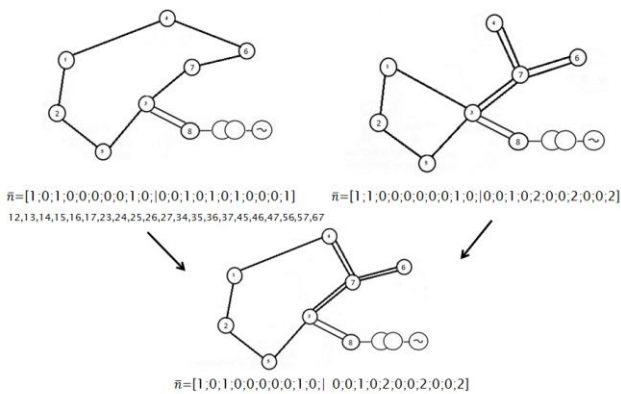


Рис. 4. Пример операции скрещивания

Операция мутации представляет изменение одного из элементов вектора варианта возможного решения. Все суждения относительно баланса между скрещиваемыми и неизменными вариантами, остаются справедливыми и для операции мутации. Наглядное представление для рассматриваемой задачи показано на рис. 5.

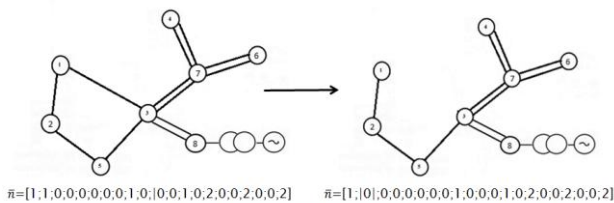


Рис. 5. Пример операции мутации

Третий этап носит название селекции, иначе говоря, на данном этапе отбираются варианты удовлетворяющие ограничениям. В качестве ограничений целевой функции в задаче выступил критерий N-1, а также алгоритма проверки связности. Алгоритм проверки связности имеет простую структуру, что позволило сократить время, затрачиваемое на решение задачи, его суть подробно показана в [5]. На этапе генерирования нового поколения, отбираются варианты удовлетворяющие ограничениям, имеющие наилучшие показатели целевой функции. Критерием остановки алгоритма является либо конечное число итераций, либо определенное число повторений полученных вариантов, иначе говоря, неизменяемость вариан-

тов. Как результат, в ходе работы с помощью алгоритма было получено 3 наиболее оптимальных варианта развития сети.

### III. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СОПОСТАВЛЕНИЕ

Как уже отмечалось ранее, в ходе работы алгоритма было сгенерировано 3 наиболее удачных варианта развития сети. В данном разделе предполагается произвести их технико-экономическое сравнение с вариантом, который был получен вручную методом приведенных затрат и оценить применимость генетических алгоритмов для задачи оптимизации развития электрической сети. В разделе I упоминалось что в функцию затрат помимо капитальных вложений, входят издержки, которые можно представить уравнением:

$$I = I_L + I_{II} + \Delta I, \quad (3)$$

где  $I_L$  – издержки на амортизацию и обслуживание линий [млн.руб.];  $I_{II}$  – издержки на амортизацию и обслуживание подстанций [млн.руб.];  $\Delta I$  – издержки на возмещение потерь электроэнергии [млн.руб.].

Более подробно:

$$I_L = \alpha_L \cdot K_L, \quad (4)$$

$$I_{II} = \alpha_{II} \cdot K_{II}, \quad (5)$$

$$\Delta I = \beta_0 \cdot \tau \cdot \Delta P_{MAX}, \quad (6)$$

где  $\alpha_L$  и  $\alpha_{II}$  – коэффициенты отчислений на амортизацию и обслуживание для линий и подстанций соответственно;  $K_L$  и  $K_{II}$  – капиталовложения в линии и подстанции соответственно [млн.руб.];  $\beta_0$  – удельная стоимость потерь энергии [млн.руб./МВтч];  $\tau$  – число часов максимальных потерь в году [ч];  $\Delta P_{MAX}$  – суммарные переменные потери в режиме максимальных нагрузок [МВт]. Поэтому для сравнения вариантов также был посчитан режим в программном комплексе RastWin и величина  $\Delta P_{MAX}$ . При сопоставлении вариантов, лучший из показателей определенного варианта принимался равным нулю, и показатели других вариантов сравнивались относительно этого варианта. Итоговое сопоставление вариантов представлено в таблице.

В результате сопоставления, можно заметить, что все рассматриваемые варианты являются равноэкономичными, что свидетельствует об адекватности результатов полученных с помощью генетических алгоритмов о возможности их применения для задачи оптимального развития сети. Схемы всех рассматриваемых вариантов показаны на рис. 6.

#### ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СОПОСТАВЛЕНИЕ ВАРИАНТОВ

Вариант	Кл, млн. руб.	Разница в Кл, млн. руб.	Ил, млн. руб.	Ип, млн. руб.	ИΔ, млн. руб.	З, млн. руб.	З, отн. ед.
1	216,685	0	6,067	0	64,65	114,054	1,031
2	258,965	25,2	7,251	2,368	54,36	120,812	1,092
3	221,97	8,4	6,215	0,8	59,26	114,809	1,038
Ручной	354,105	33,6	9,915	3,16	20	110,616	1

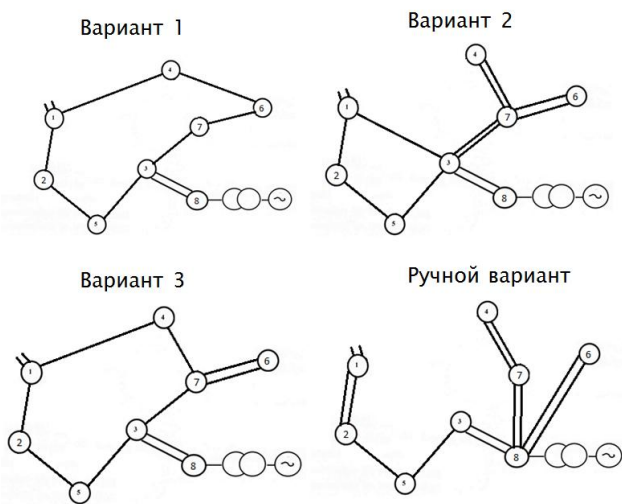


Рис. 6. Рассмотренные варианты

#### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы были разработаны оптимальные варианты развития сети с использованием блока генетических алгоритмов в программном комплексе MATLAB. Сопоставление вариантов, полученных с помощью алгоритма, с ручным вариантом показывает, что все варианты являются равноэкономичными. Также можно сделать вывод, что при определенных допущениях генетические алгоритмы могут быть применены для проектировании сетей, так как обеспечивают адекватный результат, сокращают время разработки вариантов и требуют от проектировщика меньшего опыта.

Необходимо подчеркнуть одно из существенных преимуществ генетических алгоритмов по сравнению с другими методами. Как уже упоминалось ранее, в качестве

ограничений целевой функции использовался критерий N-1 и алгоритм проверки связности графа. Данное обстоятельство значительно упрощает процесс оптимизации, так как далеко не каждый метод может реализовать алгоритмы в качестве ограничения.

Для дальнейших исследований важно отметить, что в ходе проверки применимости алгоритма для задачи оптимального состава сетевого оборудования не учитывались: а) режимные параметры получаемых вариантов, такие как уровни напряжений и токовая нагрузка линий и трансформаторов; б) не учитывалось месторасположение подстанций, в результате чего необходимо было вручную отсеивать варианты с пересекающимися линиями; в) целевая функция затрат, состоящая из капитальных вложений и издержек, не учитывались издержки. Все предложенные упрощения позволят более справедливо оценить работу генетических алгоритмов, применительно к задаче оптимального развития электрических сетей, а также расширить круг решаемых задач, касающихся электроэнергетической отрасли.

#### Список литературы

- [1] Дале В.А., Кришан З.П., Паэгле О.Г. Динамическая оптимизация развития электрических сетей. – Рига: Зинатне, 1990. – 248 с. – ISBN 5-7966-0167-9.
- [2] Арзамасцев Д.А., Липес А.В., Мызин А.Л. Модели оптимизации развития энергосистем. – Москва: Высшая школа, 1987. – 287 с.
- [3] Кучарина Е.А. Инвестиционный анализ. – Санкт-Петербург: Питер, 2006. – 160 с.: ил.(Серия “Краткий курс”). – ISBN 5-459-01013-9.
- [4] Гладков Л.А., Курейчик В.В., Курейчик В.М. Генетические алгоритмы. Учебное пособие. – Москва: Физматлит, 2006. – 320 с. – ISBN 5-9221-0510-8.
- [5] [http://strategic.mit.edu/downloads.php?page=matlab\\_networks](http://strategic.mit.edu/downloads.php?page=matlab_networks)

# Разработка метода рациональной расстановки источников генерации в крупных узлах нагрузки

О.Ю. Сигитов, Н.Ш. Чемборисова

ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет “Московский энергетический институт”»  
Москва, Россия  
OlegSigitov@gmail.com

В статье рассматривается оптимизация работы тепловой электростанции при расстановке ветряных электростанций в крупных узлах нагрузки. По полученным результатам приведен анализ совместной работы ветряных и тепловых электростанций.

*Ключевые слова: оптимизация, ветрогенератор, ветропарк, электростанции, расход топлива, энергетика, возобновляемая энергетика, мощность, ветряные электростанции.*

## Elaboration of sustainable method of power sources deployment inside a load node

Oleg Sigitov, N.Sh.Chemborisova

Moscow State Power Engineering University  
Moscow, Russian Federation  
OlegSigitov@gmail.com

The article considers optimization of fuel burning power plant in the placement of wind-driven electric generating plant in major load centers. According to the obtained results shown collaborative analysis of wind and thermal power.

*Keywords: optimization, wind power generator, wind farm, electricity generating station, fuel consumption, power engineering, inexhaustible energy sources, generating capacity.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

С ростом потребления электроэнергии возникает потребность в применении нетрадиционных возобновляемых источников энергии в электроэнергетической системе. Возникает вопрос эффективности использования данных источников энергии, так как создание надежной энергосистемы является одной из ключевых задач энергетики. Уже сейчас автономные системы электроснабжения на основе возобновляемых источников энергии оказываются вполне конкурентоспособными и практически являются альтернативой централизованному электроснабжению. При этом, однако, реальным местом для таких систем пока остаются небольшие объекты электрификации.

### II. МЕТОДЫ РАССЧЕТОВ

Ветряные электростанции (ВЭС) неспособны выдавать определенную мощность в определенный момент времени. Поэтому включение ВЭС в общую работу электрической сети должно происходить с учетом баланса мощности в сети. Подключение ВЭС к сети осуществляется при достаточном резерве мощности в системе, в том числе горячем резерве. В часы пик не рекомендуется включать ВЭС в сеть при недостаточных метеоданных и при сильных колебаниях ветра. При установке оффшорных ветряных электростанций можно с большей точностью плани-

ровать график выдачи мощности ветрогенераторов за счет дневного и ночного бриза.

ВЭС включается при условиях соблюдения баланса мощности и выходе ВЭС на минимальную выдачу мощности. Минимальная выдача мощности определяется техническими характеристиками ветрогенератора. Соответствующая скорости ветра мощность выбирается по расходной характеристике ветрогенератора.

Для большей экономичности ТЭС предлагается располагать ВЭС на удаленном расстоянии друг от друга из-за неравномерности распределения воздушных потоков. Это позволит обеспечить большую надежность выдачи мощности по сравнению с одной крупной ВЭС, установленной в одном месте.

Эффект от расширения площади, занимаемой ветроустановками, также может быть значительным. Мониторинг Германского исследовательского института ISET показал, что в то время как отдельная турбина может испытывать колебания мощности до 60% в течение часа, максимальное колебание группы объединенных ветропарков с установленной мощностью 350 МВт не превышает 20%. На больших пространствах для таких систем, как Nordel, которая расположена на территории 4 стран (Финляндия, Швеция, Норвегия и Дания), наибольшее колебание в течение часа не превышает 10%. [2]

Для более эффективного использования ВЭС рекомендуется использовать три условия:

1. Наличие резерва мощности в системе, включая горячий резерв.
2. Распределение ВЭС по удаленным друг от друга узлам.
3. Создание больших групп ветроустановок в узлах.

В целом ветропарки с современными технологиями интеграции в энергосистему имеют три отличительные особенности [3]:

1. Наличие системы прогнозирования энергии ветра, способной краткосрочно или сверхкраткосрочно моделировать значения для диспетчерского и оперативного управления.
2. Наличие системы регулирования активной и реактивной мощности, а также системы поддержания генераторного режима при провале напряжения сети для бесперебойной работы в период нарушений в сети.
3. Оптимальное размещение системы регулирования активной и реактивной мощности для удаленного управления турбиной.

Расчет режима производится каждый час для 24 часов из-за переменной скорости ветра и состоит из трех этапов. Для расчета режима применяется программный комплекс MATLAB:

- на первом этапе производится расчет режима и оптимизация при работе только тепловой электростанции (ТЭС).
- на втором этапе производится расчет режима и оптимизация при одновременной работе ТЭС и ВЭС.
- на третьем этапе производится расчет режима при работе ВЭС на полную выдачу мощности при одновременной работе с ТЭС. Этот этап необходим для анализа эффективности использования ВЭС в электроэнергетической системе.

Задача расчета заключается в том, чтобы за весь период времени в каждом расчетном интервале получить наиболее выгодное распределение нагрузки между ВЭС и ТЭС. Допустим, в системе имеется  $n$ -е количество ТЭС и  $n$ -е количество ВЭС. Функция Лагранжа имеет вид [1]:

$$\Phi = \sum B_i + \lambda \cdot W_p, \quad (1)$$

где  $B_i$  – расходные характеристики тепловых станций;  $\lambda$  – неопределенный множитель Лагранжа;  $W_p$  – уравнение ограничений.

Для каждого расчетного интервала времени имеется балансовое уравнение мощностей:

$$W_p = P_t - (P_{ТЭС,1} + P_{ВЭС,1} + P_{ВЭС,2} + \dots + P_{ВЭС,n}) + \Pi_t = 0, \quad (2)$$

где  $\Pi_t$  – потери мощности в сети.

Производные по мощности ТЭС имеют вид:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{ТЭС}} = \frac{\partial B}{\partial P_{ТЭС}} + \lambda \cdot \left( 1 - \frac{\partial \Pi}{\partial P_{ТЭС}} \right). \quad (3)$$

Производные по неопределенному множителю Лагранжа имеют вид:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial \lambda} = P_n - (P_{ТЭС} + P_{ВЭС}) + \Pi. \quad (4)$$

Из уравнений (4) и (5) получим систему уравнений, решением которой будут мощности ТЭС и неопределенные множители Лагранжа.

Расчет  $\lambda$  проводится для двух случаев: для каждого ветропарка в отдельности, чтобы узнать эффективность предложенного ветропарка; для всех ветропарков, чтобы узнать какое количество топлива экономит электростанция. Следовательно,  $\lambda$  – мера эффективности использования ВЭС в системе. Отсюда видна эффективность использования ВЭС в системе с работой тепловой электростанцией. Если ВЭС работает в минимальном режиме, то в системе возрастает нагрузка на ТЭС и она потребляет большее количество топлива. Каждый введенный МВт мощности от ВЭС будет давать значительную экономию топлива за счет разгрузки неэкономичного оборудования ТЭС.

В качестве источника электрической энергии для ВЭС выбран ветрогенератор Enercon E-126. Технические характеристики представлены в табл. 1 [4].

Таблица 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ВЕТРОГЕНЕРАТОРА ENERCON E-126

Номинальная мощность	7580 (кВт)
Высота башни	135 (м)
Ометаемая площадь	12668 (кв. м)
Минимальная скорость	3,0 (м/сек)
Номинальная скорость	9,0 (м/сек)
Напряжение генератора	690 (В)
Частота	50 (Гц)

Генератор Enercon E-126 – синхронный, подключение к энергосети осуществляется с помощью инвертора Enercon. При скорости ветра 3,0 м/с ветрогенератор присоединяется к электрической сети. Установленная максимальная мощность достигается при скорости ветра 16,5 м/с. [4]

Воздушный слой высотой до 100 м является самым непредсказуемым и самым сложным в плане определения воздушных потоков.

Высота ветрогенератора Enercon E-126 позволяет с большей надежностью выдавать мощность на протяжении всего расчетного периода.

Расчет выработки электроэнергии ветрогенератором должен проводиться с учетом изменения скорости ветра с высотой. Перерасчет скорости ветра для заданной высоты производится по следующей формуле [5]:

$$V_h = V_0 \cdot \left( \frac{H_0}{H_h} \right)^k, \quad (5)$$

где  $V_h$  – скорость ветра на высоте  $h$  (м/с);  $V_0$  – скорость ветра на высоте флюгера (м/с);  $H_h$  – высота оси ротора

ветрогенератора (м);  $H_0$  – высота флюгера (м);  $k$  – эмпирический показатель поверхности.

Для энергосистемы включающей ветропарку производится оптимизация краткосрочных режимов, или наилучшее распределение нагрузки в смешанной системе для суточного или меньшего периода оптимизации. Основанием для такого деления является существенное различие в полноте и достоверности исходной информации. Для суточного, а иногда и для недельного периода, информация имеет достаточную для практических целей достоверность. Можно довольно точно предсказать скорость ветра, нагрузки системы, состав агрегатов электростанций и др. Для длительных же циклов информация имеет вероятностную либо неопределенную форму. Полнота, форма и достоверность исходной информации приводят к существенным различиям в получении результата.

Кроме того, объединение этих задач сопряжено с резким усложнением оптимизационных алгоритмов. В данной статье рассматривается расчет для суточного периода.

В качестве примера рассматривается 13 узловая схема. Пиковая нагрузка составляет 276 МВт. В работе участвуют две тепловые станции и четыре ветряные электростанции. Количество ветрогенераторов 23. Современные методы контроля и резервные мощности позволяют без проблем интегрировать до 20 % электроэнергии, получаемой от ветростанций. Свыше этого уровня могут потребоваться некоторые изменения в энергетических системах и в способах их диспетчеризации. Для обеспечения надежной выдачи мощности и предотвращения непреднамеренного отключения предлагается включать ВЭС в сеть при скорости ветра более 5 м/с.

Результаты расчетов представлены в табл. II.

Таблица II. РАСЧЕТНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ ВЭС И ТЭС

№	Величина	Ед. изм.	Часы												
			0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
1	$V_h$	м/с	6	6	5	8	7	4	2	4	7	6	8	0	6
2	$P_{нr}$	МВт	168	180	192	192	216	216	228	228	252	252	276	228	168
<i>Генерация (ВЭС к сети не подключены)</i>															
3	$P_{ВЭС}$	МВт	17,5	17,5	0	43,7	28,8	0	0	0	28,8	17,5	43,7	0	17,5
4	$P_{ТЭС}$	МВт	170,8	183,2	195,6	195,6	220,6	220,6	233,1	233,1	258,3	258,3	283,7	233,1	170,8
5	$B_{ТЭС}$	т.у.т.	61,5	65,9	70,4	70,4	79,4	79,4	83,9	83,9	93,0	93,0	102,1	83,9	61,5
<i>Процент замещения ТЭС</i>															
6	$m$	%	10,2	9,5	0	22,3	13,0	0	0	0	11,1	6,8	15,4	0	10,2
<i>Генерация на ТЭС (ВЭС к сети подключены)</i>															
7	$P'_{ТЭС}$	МВт	153,0	165,3	195,6	151,0	191,1	220,6	233,1	233,1	228,7	240,3	238,5	233,1	152,9
8	$B'_{ТЭС}$	т.у.т.	55,1	59,5	70,4	54,37	68,8	79,4	83,9	83,9	82,3	86,5	85,8	83,9	55,1
<i>Эффективность использования ВЭС</i>															
9	$e$	о.е.	2,13	2,05	2,09	1,80	1,78	1,91	1,91	1,91	1,68	1,71	1,49	1,85	2,13
<i>Количество сэкономленного топлива за счет ввода ВЭС</i>															
10	$B_3$	т.у.т.	6,41	6,42	0	16,06	10,61	0	0	0	10,67	6,49	16,26	0	6,41
<i>Снижение количества выбросов в атмосферу на:</i>															
11	$j$	т.	3,92	3,92	0	9,81	6,48	0	0	0	6,51	3,96	9,93	0	3,92

Здесь  $V_k$  – скорость ветра на высоте  $h$ ;  $P_{нr}$  – суммарная мощность нагрузки;  $P_{ВЭС}$  – суммарная мощность ВЭС;  $P_{ТЭС}$  – суммарная мощность ТЭС;  $B_{ТЭС} = b \cdot P_{ТЭС}$  – количество топлива, сжигаемого на ТЭС без ввода ВЭС;  $m = P_{ВЭС} / P_{ТЭС} \cdot 100$  – процент замещения ТЭС;  $P'_{ТЭС}$  – суммарная мощность ТЭС при включении ВЭС в сеть;  $B'_{ТЭС} = b \cdot P'_{ТЭС}$  – количество топлива, сжигаемого на ТЭС при вводе ВЭС;  $e = \frac{\lambda_{ТЭС+ВЭС}}{\lambda_{ТЭС+100\%ВЭС}}$  – эффективность использования ВЭС;  $B_3 = B_{ТЭС} - B'_{ТЭС}$  – количество сэкономленного топлива за счет ввода ВЭС;  $j = B_3 \cdot \alpha$  – количество выбросов, не попавших в атмосферу при работе ВЭС.

Зависимости  $P(t)$  и  $B(t)$  представлены в виде графиков на рис. 1 и 2, где  $P_{ТЭС}$  – мощность, вырабатываемая только ТЭС;  $P_{ТЭС+ВЭС}$  – мощность, вырабатываемая

ТЭС, за вычетом мощности, производимой ВЭС;  $B_{ТЭС}$  – расход топлива на ТЭС, без учета ВЭС;  $B_3$  – количество сэкономленного топлива, при работе ВЭС.

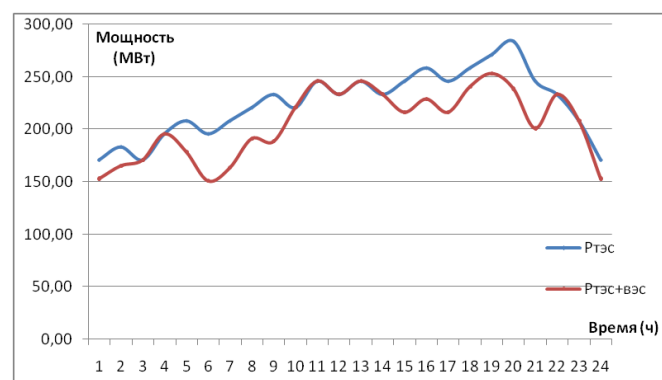


Рис. 1. Генерирование ТЭС с учетом и без учета ВЭС

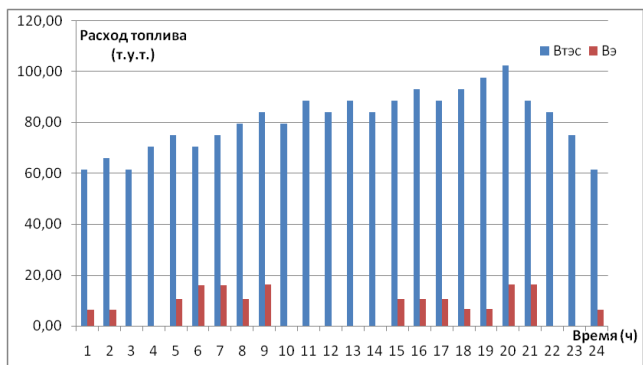


Рис. 2. Расход топлива на ТЭС и количество сэкономленного топлива при вводе ВЭС.

На рис. 1 можно увидеть неравномерность распределения мощности, генерируемой ВЭС. На практике нестабильность ветрового потока создает гораздо меньше проблем для управления энергетической системой. Например, на западе Дании зимой в ночное время суток при сильном ветре ветроустановки могут производить большую часть электроэнергии, и операторы успешно справляются с диспетчеризацией получаемой энергии.

Анализ совместной работы ВЭС и ТЭС показывает, что использование ВЭС в электроэнергетической системе дает возможность экономии 166,12 т.у.т., что составляет 8,6 % от суточного расхода ТЭС, и уменьшения количества выбросов в атмосферу на 101,44 т., что составляет 8,7 % от суточных выбросов ТЭС.

### III. Выводы

Ветроэнергетика часто ассоциируется как непостоянный, ненадежный источник электроэнергии. Но с другой стороны, мощность ветрогенераторов переменна как и у других генерирующих объектах. Генерация и потребление зависят от многих прогнозируемых

и непрогнозируемых факторов. В системе энергоснабжения, отключение крупной электростанция из-за аварии или внепланового останова происходит мгновенно и ведет к немедленным потерям в сети сотен мегаватт. Ветровая энергетика не дает таких неожиданных сбоев. Колебания воспринимаются мягче благодаря сотням генераторов распределенных по системе, упрощающих прогнозирование и управление этими колебаниями. Общий эффект от прекращения ветра в одном определенном месте незначителен, так как ветер всегда есть где-то в другом месте.

Расширение рынка ветроэнергетического оборудования оказывает положительное влияние на цену электроэнергии, производимую за счет ветра. Современные ветровые турбины производят в сотни раз больше энергии, чем 20 лет назад.

Таким образом, при рациональной расстановке ветряные электростанции могут составить серьезную конкуренцию традиционным электростанциям.

### Список литературы

- [1] Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. – М.: Энергоиздат, 1981.
- [2] Международное представительство ветровой энергетики, Гринпис. Перспективы мировой ветроэнергетики. Сентябрь 2006.
- [3] Лю Чжэнья. Глобальное энергетическое объединение / пер. с кит., науч. ред. перевода Ю.В. Шаров, П.Ю. Коваленко, К.А. Осинцев. – М.: МЭИ, 2016.
- [4] Наиболее подходящие ветроустановки для любой местности. Обзор продукции Enercon. Энергия Enercon для всего мира, 2015.
- [5] Голубенко Н.С., Довгалюк С.И., Фельбман А.М., Худик В.Б. О зависимости скорости ветра от высоты с учетом рельефа местности.

# Влияние нагрузки на точность определения места повреждения в распределительных электрических сетях среднего напряжения

Ф.Р. Сиразутдинов, А.М. Туитяров, А.С. Ласкина, Э.Ф. Хакимзянов, Р.Г. Мустафин  
ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»  
Казань, Россия  
eig86@mail.ru

В работе представлен алгоритм ОМП, который с учетом компенсации влияния нагрузки сети позволяет повысить точность ОМП в электрических сетях среднего напряжения. Практическая реализация предложенных способов ОМП возможна с помощью микропроцессорного устройства.

*Ключевые слова:* электрические сети среднего напряжения, определение мест повреждений, межфазные короткие замыкания, однофазное замыкание на землю, двойные замыкания на землю, среда моделирования MatLab, измерительный орган сопротивления.

## Influence of load on the accuracy of fault location in distribution networks of medium voltage

F.R. Sirazutdinov, A.M. Tuityarov, A.S. Laskina, E.F. Khakimzyanov, R.G. Mustafin  
Kazan State Power Engineering University, Kazan  
Russian Federation  
eig86@mail.ru.

The paper presents the fault location algorithm with compensation of the influence of the network load allows to improve the accuracy of WMD in electric networks of medium voltage. Practical implementation of the proposed fault location methods possible with the help of microprocessor devices

*Keywords:* electric networks of medium voltage, fault location, phase short circuit, single-phase ground fault, double ground fault, MatLab simulation environment, measurement body of impedance.

### I. ВВЕДЕНИЕ

Современные методы определения мест повреждений по параметрам аварийного режима подразумевают под собой допущения, искажающие результаты расчета расстояния до места повреждения. К таким допущениям относится исключение влияния тока нагрузки или переходного сопротивления в месте короткого замыкания. Совершенствование методов ОМП по ПАР, а также использование параметров доаварийного режима позволит уменьшить погрешность ОМП.

### II. ОПИСАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМОГО МЕТОДА

Метод предназначен для определения расстояния до места междуфазного короткого замыкания тупиковой линии с помощью односторонних измерений с учетом переходного сопротивления в месте короткого замыкания и нагрузки.

Расчет производится с использованием параметров доаварийного и аварийного режимов.

На рис. 1 представлена исходная схема рассматриваемой сети.

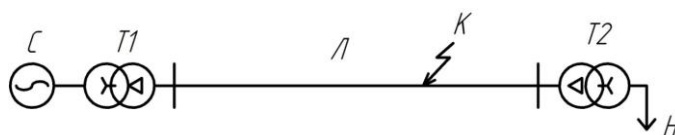


Рис. 1. Схема сети

Постановка задачи: необходимо рассчитать расстояние до места двухфазного короткого замыкания в сети 10 кВ с изолированной нейтралью при помощи односторонних измерений.

Поставленная задача реализована в наглядном и эффективном графическом средстве имитационного моделирования – пакете Simulink программы MatLab. Построена модель, изображенная на рис. 1, наиболее полно отражающая переходные процессы, происходящие в сети при коротком замыкании.

Для упрощения вывода формул объединим сопротивление трансформатора T2 и нагрузки H и обозначим его на рис. 2 как  $Z_3$ .



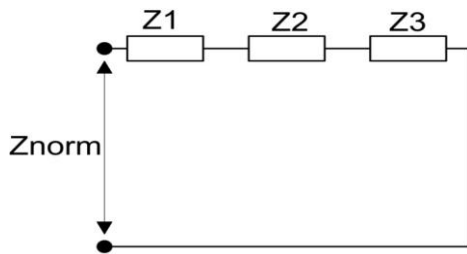


Рис. 2. Сопротивление схемы в нормальном режиме

На рис. 2:

$$Z_{\text{norm}} = \frac{U_{\text{л}}}{I_{\text{л}}} = \frac{U_{AB}}{I_A - I_B} = r_n + ix_n, \quad (1)$$

где  $Z_{\text{norm}}$  – сопротивление, полученное по приборам в начале линии в доаварийном режиме (это сопротивление вычисляется теми же приборами, которые вычисляют сопротивление короткого замыкания на рис. 3);  $r_1, r_2$  – сопротивление линии. При этом  $Z_L$  – известная величина, равная длине всей линии:

$$Z_L = Z_1 + Z_2, \quad (2)$$

$Z_3$  – сопротивление нагрузки, равное

$$Z_3 = Z_{\text{norm}} - Z_L. \quad (3)$$

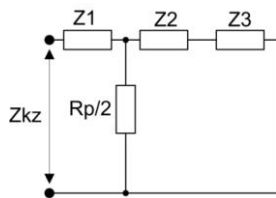


Рис. 3. Сопротивление схемы в аварийном режиме

На рис. 3:

$$Z_{kz} = Z_1 + \frac{\frac{R_p}{2}(Z_2 + Z_3)}{\frac{R_p}{2} + Z_2 + Z_3} = \frac{U_{\text{л}}}{I_{\text{л}}} = \frac{U_{AB}}{I_A - I_B}, \quad (4)$$

где  $Z_{kz}$  – сопротивление короткого замыкания, полученное по приборам в начале линии.

Отношение активного и реактивного сопротивления линии  $Z_{kz}$  до места повреждения является постоянной величиной:

$$\frac{r_1}{x_1} = \frac{r_{\text{уд}} \cdot L}{x_{\text{уд}} \cdot L} = \frac{r_{\text{уд}}}{x_{\text{уд}}} = C. \quad (5)$$

Решением уравнения (5) является полином 3-й степени с переменной  $x_1$ :

$$C_0 + C_1 x_1 + C_2 x_1^2 + C_3 x_1^3 = 0. \quad (6)$$

Искомое расстояние будет вычисляться по формуле

$$L = \frac{x_1}{x_{\text{уд}}}. \quad (7)$$

Описанный алгоритм определения места повреждения реализуется удобным способом выполнения групп команд MatLab с использованием М-файлов, в которых можно набирать команды, выполнять их все сразу или частями, сохранять в файле и использовать в дальнейшем.

Для выявления зависимости между мощностью нагрузки, величиной переходного сопротивления в месте короткого замыкания и погрешностью ОМП были проведены соответствующие расчеты в MatLab.

Согласно оценке переходного сопротивления в реальных условиях эксплуатации, на основе данных о зарегистрированных повреждениях линий электропередачи с известным истинным местом повреждения [1], для большинства повреждений оценка переходного сопротивления лежит в диапазоне до 5 Ом. Следовательно, погрешность ОМП согласно представленной методике не будет превышать 1 %.

### III. ВЫВОДЫ

Представленный метод позволяет достигнуть высокой точности ОМП даже при повреждениях, удаленных на расстояние свыше 50 км от места установки измерительных органов. Стоит отметить, что погрешность не будет увеличиваться с увеличением расстояния. Важным преимуществом перед традиционным методом ОМП по ПАР также является меньшая зависимость точности расчета от соотношения между величинами сопротивления нагрузки, линии и переходного сопротивления.

### Список литературы

- [1] Подшивалин А.Н., Исмуков Г.Н. Адаптация методов определения места повреждения к современным требованиям эксплуатации линий электропередачи // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем, 3 – 7 июня 2013 г. – Екатеринбург, 2013. – 6 с. (references).

# Методический подход для оценки влияния факторов риска на эффективность экспортных проектов электроэнергетики и результаты исследования

К.С. Смирнов

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук  
Иркутск, Россия  
k.smirnov@isem.irk.ru

Разработан методический подход для оценки влияния факторов риска на эффективность вариантов сооружения экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередачи (экспортных проектов) в увязке с развитием электроэнергетики региона. Даны рекомендации по выбору наиболее предпочтительного варианта сооружения экспортно-ориентированной электростанции и линии электропередачи для экспорта электроэнергии из Восточной Сибири в Китай. Предлагаемый методический подход и модельный инструментарий может применяться для оценки эффективности экспортных проектов в Восточной Сибири при разработке программ и схем развития электроэнергетики регионов.

*Ключевые слова:* электроэнергетика региона, эффективность, экспорт электроэнергии, методический подход, генерирующие мощности, риски.

## A methodological approach to assessment of the impact of risk factors on the efficiency of power export projects and results of the research

Konstantin Smirnov

Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences  
Irkutsk, Russia  
k.smirnov@isem.irk.ru

A methodological approach is developed to assess the impact of risk factors on the efficiency of variants of constructing export-oriented power plants and transmission lines (export projects) in connection to the development of the electric power industry in the region. The recommendations are given on how to select the most preferable variant of constructing the export-oriented power plants and transmission line for power export from East Siberia to China. The suggested methodological approach and model tools can be applied to assess the efficiency of export projects in East Siberia when developing the programs and plans on the regional development of the electric power industry.

*Keywords:* electric power industry of the region, efficiency, electricity export, methodological approach, generating capacities, risks.

### I. ВВЕДЕНИЕ

Исследование развития российской электроэнергетики во взаимосвязи (с учетом кооперации) со странами Северо-Восточной Азии, а также оценка эффективности российских экспортных электростанций, как правило, рассматривает долгосрочный период (20-30 лет). Для этого периода характерна большая неоднозначность (неопределенность) будущих условий развития (стоимость кВт мощности на различных электростанциях, цена топлива, уровни электропотребления и т.д.). В этих условиях принятие того или иного решения подвержено риску, поэтому задача минимизации рисков, изучения различных факторов, влияющих на устойчивость принимаемых решений в рассматриваемых условиях, является очень важной. Исследования базируются на основных положениях системного подхода в энергетике, методах и моделях математического программирования.

Теоретические и практические вопросы в области исследования эффективности экспорта электроэнергии и создания межгосударственных электрических связей рассматривались в работах отечественных ученых: Л.С. Беляева [1], С.В. Подковальникова, В.А. Савельева, Л.Ю. Чудиновой, И.М. Волькенау [2], Л.Д. Хабачева [2, 3], Н.И. Воропая, В.В. Ершевича, Ю.Н. Руденко [4] и др. К данной проблеме проявляли интерес и зарубежные ученые: J.Y. Yoon, D.W. Park [5], K.H. Chung, B.H. Kim [6] и др.

Исследованию энергетических проблем в условиях неоднозначности исходной информации посвящены работы Л.А. Мелентьева [7 – 9], А.А. Макарова [9 – 11], Л.С. Беляева [1, 12, 13], А.Н. Зейлигера [2, 3], Б.Г. Санеева [14, 15], Ю.Д. Кононова [16], В.А. Смирнова [17], Л.М. Шевчук [18], С.А. Смоляк [19] и др.

## II. ОПИСАНИЕ МЕТОДИЧЕСКОГО ПОДХОДА

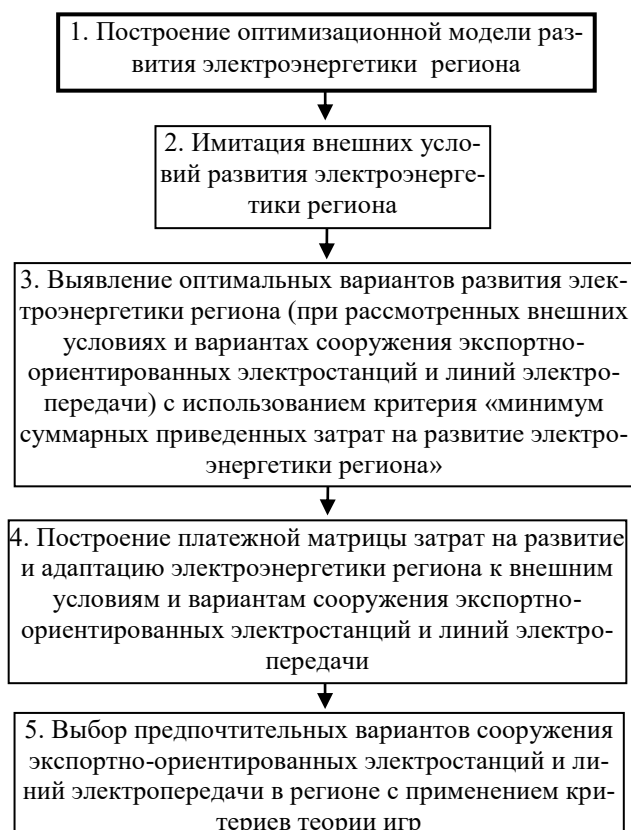
Реализация методического подхода предполагает (рис. 1):

1. Построение оптимизационной модели развития электроэнергетической системы региона с поочередным включением в нее рассматриваемых проектов сооружения экспортных электростанций и линий электропередачи в регионе.

2. Имитацию внешних условий развития электроэнергетической системы региона; при этом принимается, что неопределенность внешних условий задается приближенно, по оценке лишь только нижней и верхней границы их возможного диапазона изменения (низкие и высокие прогнозируемые уровни электропотребления в регионе, низкие и высокие цены на топливо для электростанций).

3. Выявление (с помощью оптимизационной модели) оптимальных вариантов развития электроэнергетической системы региона при рассмотренных внешних условиях и проектах сооружения экспортных электростанций и линий электропередачи.

4. Экономическая оценка выявленных вариантов развития электроэнергетической системы региона и соответствующих им проектов сооружения экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередачи.



Принципиальная схема методического подхода для оценки влияния факторов риска на эффективность вариантов сооружения экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередачи

5. Выбор (с помощью критериев теории игр) наиболее экономически эффективных проектов сооружения экс-

портных электростанций и линий электропередачи. Для этого предлагается применение двух критериев [9]:

- критерия Лапласа (среднего риска), который учитывает все условия развития системы и рекомендует к реализации проект, обеспечивающий наименьшие затраты в среднем;
- критерия Сэвиджа (минимаксного риска), позволяющего застраховаться от наиболее неблагоприятных условий.

## III. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В соответствии с предложенным в работе методическим подходом (рис. 1), ниже дается оценка сравнительной эффективности проектов экспорта электроэнергии в Китай в условиях неопределенности развития электроэнергетической системы региона (Восточная Сибирь).

1. Рассматриваются четыре возможных варианта сооружения экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередачи, которые поочередно вписываются в модель развития электроэнергетической системы региона:

- вариант 1 – Ковыктинская КЭС на газе на юге Иркутской области;
- вариант 2 – КЭС на Канско-Ачинском угле (КАУ) в Красноярском крае;
- вариант 3 – КЭС на угле в Республике Бурятия и Забайкальском крае (Олонь-Шибирская КЭС; Новая Харанорская КЭС) [20];
- вариант 4 – КЭС на Мугунском угле в Иркутской области.

Для оценки эффективности вариантов сооружения экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередачи предлагается разработанная автором статическая, оптимизационная, многоузловая модель развития электроэнергетики Восточной Сибири. В реализованной версии модели временной срез охватывает период с 2010 по 2030 гг.

Территориальный срез модели описывает электроэнергетику Восточной Сибири в разрезе 6 региональных энергосистем (РЭС): Хакасской, Тывинской, Красноярской, Иркутской, Бурятской и Читинской.

2. Расчеты проводились для четырех возможных вариантов сочетаний внешних условий развития электроэнергетики Восточной Сибири: низкие и высокие прогнозируемые уровни электропотребления в регионе (195 – 245 млрд кВт·ч), низкие и высокие цены на топливо (газ, уголь) для электростанций. Прогнозируемые цены на топливо для электростанций по региональным энергосистемам (РЭС) Восточной Сибири приведены в табл. 1.

Объем экспорта изначально задается в размере 16 млрд кВт·ч. Это зависит от пропускной способности ЛЭП (3,2 ГВт) и числа часов работы (5 000).

3. Расчеты на оптимизационной модели позволили для каждого варианта сооружения экспортных электростанций и линий электропередачи и при рассмотренных внешних условиях определить оптимальный состав энергетических объектов развития электроэнергетики Восточной Сибири и связанные с этим суммарные затраты.

Таблица I. ПРОГНОЗИРУЕМЫЕ ЦЕНЫ\* НА ГАЗ И УГОЛЬ В Восточной Сибири в 2030 г., дол./т у.т.

РЭС	Газ		Уголь	
	Низкие цены	Высокие цены	Низкие цены	Высокие цены
Хакасская, Тывинская	–	–	40	55
Красноярская	115	150	40	55
Иркутская	115	155	45	60
Бурятская, Читинская	–	–	55	75

\* Без учета инфляции.

Исследования показали, что, в зависимости от внешних условий, сооружение экспортной электростанции может привести к изменению структуры производства электроэнергии на электростанциях региона и перетокам электроэнергии в регионе. В результате либо электроэнергетическая система региона будет отдавать свои избытки электроэнергии на экспорт, либо экспортные электростанции – свои избытки в систему.

4. Далее в соответствии с предлагаемым методическим подходом строится платежная матрица затрат (табл. II).

В качестве коэффициентов платежной матрицы выступают показатели, полученные как разница суммарных приведенных затрат на развитие электроэнергетики региона с учетом и без учета экспорта.

Таблица II. МАТРИЦА ЗНАЧЕНИЙ ПРИВЕДЕННЫХ ЗАТРАТ (ПЛАТЕЖНАЯ МАТРИЦА) НА РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ (ЭЭС) Восточной Сибири, млн дол.

Варианты развития ЭЭС	Условия развития ЭЭС				Критерии*	
	$C_1$	$C_2$	$C_3$	$C_4$	Лапласа	Сэвиджа
$X_1$	719	767	928	1084	875	1084
$X_2$	988	1021	1013	1078	1025	1078
$X_3$	1159	1225	1153	1226	1191	1226
$X_4$	775	720	990	1059	886	1059

\* В столбце отмечен лучший вариант по соответствующему критерию.

Параметры  $X_1, X_2, X_3, X_4$  – варианты развития электроэнергетической системы Восточной Сибири при соответствующих вариантах сооружения экспортных электростанций и линий электропередачи (варианты 1 – 4);  $C_1$  – низкие уровни электропотребления, низкие цены на топливо;  $C_2$  – низкие уровни электропотребления, высокие цены на топливо;  $C_3$  – высокие уровни электропотребления, низкие цены на топливо;  $C_4$  – высокие уровни электропотребления, высокие цены на топливо.

5. На основании полученной платежной матрицы производится выбор вариантов сооружения экспортных электростанций, наиболее предпочтительных с точки зрения принятых в работе критериев теории игр (Лапласа, Сэвиджа).

Исследования показали, что совместное применение формальных критериев теории игр позволяет выявить два варианта сооружения экспортных электростанций и линий электропередачи (табл. II), которые с точки зрения применяемых критериев можно считать равноэкономичными. В данном случае наиболее предпочтительными являются: по критерию Лапласа – вариант 1, предполагающий в качест-

ве экспортной электростанции сооружение Ковыктинской КЭС на газе, по критерию Сэвиджа – вариант 4: сооружение Мугунской КЭС на угле.

Полученные в результате расчетов на оптимизационной модели прогнозируемые тарифы на электроэнергию как двойственные оценки задачи линейного программирования [9] по региональным энергосистемам Восточной Сибири и при ее поставках на экспорт в Китай приведены в табл. III.

Таблица III. ТАРИФЫ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ Восточной Сибири при сооружении экспортных электростанций, ц/кВт·ч

Энергосистема	Тариф*
Тывинская	4,29 – 5,28
Хакасская	4,08 – 5,34
Красноярская	4,21 – 5,21
Иркутская	4,37 – 5,05
Бурятская	4,44 – 5,11
Забайкальская	4,52 – 5,19
Экспорт	5,8 – 6,48

\* Левая граница диапазона соответствует тарифу при сооружении Ковыктинской КЭС, правая граница – при сооружении Мугунской КЭС.

#### IV. ВЫВОДЫ

- Разработан методический подход для оценки влияния факторов риска на эффективность вариантов сооружения экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередач в увязке с развитием электроэнергетики региона.
- В соответствии с разработанным автором методическим подходом дается оценка эффективности вариантов сооружения экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередачи в Восточной Сибири для экспорта электроэнергии в Китай.
- Даны рекомендации по выбору наиболее предпочтительных вариантов сооружения экспортно-ориентированной электростанции и линии электропередачи для экспорта электроэнергии из Восточной Сибири в Китай: КЭС на ковыктинском газе и КЭС на мугунском угле.

#### Список литературы

- [1] Беляев Л.С., Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю. Эффективность межгосударственных электрических связей. – Новосибирск: Наука, 2008. – 239 с.
- [2] Волькенау И.М., Зейлигер А.Н., Хабачев Л.Д. Экономика формирования электроэнергетических систем. – М.: Энергия, 1981. – 320 с.
- [3] Зейлигер А.Н., Малкин П.А., Хабачев Л.Д. Вопросы обоснования развития межрегиональных и межгосударственных сетевых связей // Энергетическое строительство. – 1994. – № 3. – С. 2–4.
- [4] Воропай Н.И., Ершевич В.В., Руденко Ю.Н. Развитие международных энергообъединений – путь к созданию мировой электроэнергетической системы. – Иркутск, 1995. – 28 с. (препринт СЭИ СО РАН, 1995; № 10).
- [5] Yoon J.Y., Park D.W. Economic Analysis Methodology of Power System Interconnections considering conventional economic benefits and environmental effects. – URL: [http://www.icee-con.org/papers/2002/papers/Vol\\_No.1/1\\_pso/pso50.pdf](http://www.icee-con.org/papers/2002/papers/Vol_No.1/1_pso/pso50.pdf) (дата обращения: 10.10.12).

- [6] Chung K.-H., Kim B.H. Economic Feasibility on the Interconnected Electric Power Systems in North-East Asia. – URL: <http://www.jeet.or.kr/ltkpsweb/pub/pubfpfile.aspx?ppseq=367> (дата обращения: 25.09.12).
- [7] Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Наука, 1983. – 456 с.
- [8] Мелентьев Л.А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики: Учеб.пособие. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. школа, 1982. – 319 с.
- [9] Макаров А.А., Мелентьев Л.А. Методы исследования и оптимизации энергетического хозяйства. – Новосибирск: Наука, 1973. – 276 с.
- [10] Методы и модели согласования иерархических решений / Под ред. А.А. Макарова. – Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1979. – 240 с.
- [11] Макаров А.А., Веселов Ф.В., Волкова Е.А., Макарова А.С. Методические основы разработки перспектив развития электроэнергетики. – М.: ИНЭИ РАН, 2007. – 103 с.
- [12] Исследование эффективности межгосударственных электрических связей в Северо-Восточной Азии с применением математического моделирования / Л.С. Беляев, В.А. Савельев, Л.Ю. Чудинова и др. // Изв. РАН. Энергетика. – 2000. – № 5. – С. 55–65.
- [13] Системный подход при управлении развитием электроэнергетики / Л.С. Беляев, Г.В. Войцеховская, В.А. Савельев и др. / под ред. Л.С. Беляева, Ю.Н. Руденко. – Новосибирск: Наука, 1980. – 240 с.
- [14] Макарова А.С., Соколов А.Д., Санеев Б.Г. Метод согласования двухуровневой иерархии линейных моделей в условиях неопределенности // Иерархия в больших системах энергетики. – Иркутск: СЭИ СО РАН СССР, 1978. – Т. 2. – С. 173–191.
- [15] Санеев Б.Г. Энергетическая кооперация России и стран Северо-Восточной Азии // Регион: экономика и социология. – 2004. – № 1. – С. 136–144.
- [16] Кононов Ю.Д., Кононов Д.Ю. Оценка конкурентоспособности электростанций // Электрические станции. – 2009. – № 6. – С. 22–26.
- [17] Смирнов В.А. Проблемы повышения гибкости в энергетике. – М.: Наука, 1989.
- [18] Шевчук Л.М. Риск-анализ в задачах стратегического планирования для крупных энергетических компаний / Л.М. Шевчук, А.С. Лукьянов, А.А. Кудрявцев // Изв. РАН. Энергетика. – 2000. – № 2. – С. 52–64.
- [19] Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов в условиях риска и неопределенности (теория ожидаемого эффекта). – М.: Наука, 2002. – 182 с.
- [20] Лагереv А.В., Ханаева В.Н., Смирнов К.С. Приоритеты и перспективы развития электроэнергетики Восточной Сибири // Энергетик. – 2011. – № 8. – С. 2–7.

# Сверхпроводящий электрокинетический накопитель энергии для локальных электрических сетей

Н.И. Смоленцев, С.А. Кондрин  
Филиал ЮУрГУ  
Миасс, РФ  
smolnzev@rambler.ru

Стремление сократить последствия углеводородных источников энергии на окружающую среду стимулирует развитие альтернативной энергетики, которая на первом этапе развития дополняет углеводородную энергетику, а затем должна занять доминирующее положение. С другой стороны, происходит качественное изменение традиционной энергетики за счет энерго-сберегающих и энергоэффективных технологий, развивающихся вместе с альтернативной энергетикой.

В статье на основе анализа программных документов, научных работ делается вывод о важности применения в энергетике сверхпроводниковых технологий совместно с технологиями Smart GRID (умные сети), что в максимальной степени решит ее проблемы. Рассмотрены физические основы бесконтактного подвеса и его применение, в частности, в сверхпроводящем накопителе энергии и других перспективных устройствах и приборах. Предлагается перспективная конструкция сверхпроводящего электрокинетического накопителя электрической энергии (СПЭНЭ-1). Предложена топология многоуровневой электрической сети, в которой сверхпроводящий электрокинетический накопитель энергии СПЭНЭ-1 выполняют функцию оптимизирующего регулятора энергетических потоков в локальных электрических сетях.

*Ключевые слова:* альтернативная энергетика, сверхпроводящий накопитель энергии, ВТСП-технологии, бесконтактные магнитный и электростатический подвесы, локальные электрические сети (ЛЭС), альтернативная энергетика, оптимизация энергетических потоков.

## Superconducting electrokinetic drive energy for local power network

N.I. Smolentsev<sup>1</sup>, S.A. Kondrin<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Branch South Ural State University (NIU), Miass, Russia  
<sup>2</sup>VPO South Ural State University (NIU), Chelyabinsk, Russia  
smolnzev@rambler.ru

The desire to reduce the impact of hydrocarbon energy sources on the environment encourages the development of alternative energy production, which only accompanies hydrocarbon power industry on the first stage of development, but then it must take a dominant position. On the other hand, there is a qualitative change in the traditional energy generation by means of energy-saving and energy-efficient technologies developing simultaneously with alternative energy.

Based on an analysis of the policy documents and research papers, the article tells about the importance of using superconducting technologies, along with Smart GRID technologies, which to great extent can solve its problems. The author also considers physical basis of contactless suspension and its application, in particular, in the cryogenic energy storage and other advanced devices and tools. He suggests a promising design of superconducting electro-kinetic energy storage. A multilevel electrical network topology is also proposed where energy storage functions as a controller optimizing energy flows.

*Keywords:* alternative energy generation, cryogenic energy storage, high-temperature superconducting technology, contactless magnetic and electrostatic suspension, local electric network, energy flows optimization.

### 1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

В современной энергетике происходят глобальные изменения основных стереотипов мышления, обусловленные, с одной стороны, истощением углеводородных ресурсов (нефть, газ, уголь, торф), с другой стороны – все возрастающими потребностями в электрической энергии. Увеличение потребления электрической энергии – результат колоссальной электрификации человеческого общества и возрастания численности народонаселения планеты [1].

Все это диктует поиск новых подходов и требований к энергетике. Новая энергетика должна соответствовать экологической безопасности и требованиям современной экономики, среди которых:

- опережающий рост секторов экономики, отличающихся низкой энергоемкостью;
- приближение производства к потребителю продукции;
- использование широкого спектра источников энергии;

- внедрение технологий и оборудования с высокой энергоэффективностью;
- распространение интеллектуальных энергетических сетей и энергоинформационных систем;
- внедрение в технологию получения и использования электроэнергии еще одного звена – накопления и рекуперации электрической энергии [2].

Внедрение технологии накопления электрической энергии целесообразно на всех уровнях напряжения и требует разработки унифицированного накопителя энергии с номинальным рядом технических характеристик, систем автоматического (интеллектуального) управления режимами работы накопителя энергии и информационных систем о состоянии энергетических потоков.

Особенное значение данные задачи приобретают для локальных электрических сетей, использующих альтернативные источники энергии, например солнечную или ветровую энергию.

**Целью работы** является разработка накопителя энергии и методов его применения в локальных электрических сетях.

## II. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

В качестве одного из наиболее перспективных инновационных направлений повышения энергоэффективности энергетики рассматриваются технологии прикладной сверхпроводимости, а именно комплексная разработка и создание производств широкого спектра электротехнического оборудования на основе новейших решений, связанных с применением уникальных материалов – высокотемпературных сверхпроводников (ВТСП). Новые сверхпроводящие материалы позволяют решить в энергетике целый ряд проблем и поднять электротехническую отрасль на новый качественный уровень.

Электротехническое оборудование и силовые установки на основе эффекта сверхпроводимости смогут повысить показатели эффективности не только в энергетике, но и на железнодорожном и морском транспорте, в космической технике, нефтегазовой отрасли, обрабатывающей промышленности и др. Максимальный результат в энергетике может быть достигнут при сочетании сверхпроводниковых технологий и технологий Smart GRID (умные сети) [3]. Отечественные разработки высокотемпературных сверхпроводников находятся на разных стадиях – от фундаментальных исследований до эксплуатационных испытаний прототипов отдельных видов оборудования [4].

Комплекс проблем, вытекающих из вышеназванных тенденций, заставляет энергетиков искать альтернативные источники энергии, способные минимизировать последствия углеводородной энергии на климат планеты. В настоящее время все более широкое применение находят системы энергоснабжения с использованием солнечной энергии, энергии ветра, биогаза и других возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

Использование таких источников энергии отвечает социальным и экологическим требованиям, способствует снижению ее себестоимости. Как правило, возобновляемые источники электрической энергии работают в составе

автономных сетей, получивших название локальных электрических сетей (ЛЭС) [5].

Локальная электрическая сеть содержит, как правило, следующие основные элементы:

- альтернативный источник электроэнергии (или несколько);
- накопитель электрической энергии;
- блок преобразования и управления режимами работы источника электроэнергии и накопителя энергии;
- систему интеллектуального управления.

Важным элементом ЛЭС является накопитель энергии, выполняющий следующие функции в локальной сети [6]:

- повышает экономическую эффективность сети;
- выравнивает электрическую нагрузку при ее значительных колебаниях;
- служит резервным источником электропитания;
- служит средством коммерциализации энергетики.

Накопители энергии могут быть использованы не только в локальных электрических сетях с альтернативными источниками энергии (ветроустановки, солнечные панели и т.д.), но и в электротранспорте для повышения энергоэффективности силовых устройств (электропоездов, троллейбусов, гибридных силовых установок в авто-транспорте и т.д.).

Анализ известных технических решений кинетических накопителей энергии позволяет сделать следующие выводы:

- Наиболее перспективной конструкцией является кинетический накопитель энергии с применением пассивного, самоцентрирующегося, сверхпроводящего подвеса маховика-ротора. В качестве мотора-генератора целесообразно использовать синхронную электрическую машину с постоянными магнитами, а в качестве бесконтактной опоры ротора-маховика – магнитный подвес на основе постоянных магнитов и массивных сверхпроводников (ВТСП).
- Применение подвеса данного типа исключает затраты энергии на поддержание вращающегося маховика в левитирующем положении, а использование синхронной электрической машины с постоянными магнитами и ферромагнитным статором делает конструкцию мотора-генератора компактной. Такая конструкция уменьшает потери на перемагничивание в режиме хранения энергии и исключает энергозатраты на создание магнитного поля возбуждения.
- Применение бесконтактных магнитных ВТСП подвесов в кинетических накопителях энергии в вакууме существенно уменьшает механические потери за счет сил трения и увеличивает время хранения запасенной кинетической энергии. Данная конструкция накопителя энергии представляется наиболее перспективной.

Бесконтактный подвес в сверхпроводящих материалах известен давно (эффект Мейснера), но с открытием высокотемпературной сверхпроводимости (ВТСП) резко возрос интерес к бесконтактному сверхпроводящему подвесу. Это объясняется развитием технологии высокотемпературных сверхпроводящих материалов, электроники, микропроцессорной техники.

Сверхпроводящий подвес находит применение для взвешивания и центрирования быстровращающихся роторов гидродинамических и инерциальных маховиков систем ориентации космических летательных аппаратов, инерционных накопителей энергии, в транспортных системах и т.д. [7].

### III. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Сверхпроводящий бесконтактный подвес является пассивным, самоцентрирующимся, не содержит датчиков слежения за пространственным положением ЧЭ, силовых регулирующих устройств. Принцип работы бесконтактного сверхпроводящего подвеса основан на эффекте Мейснера, или выталкивании внешнего магнитного поля из объема сверхпроводника, что эквивалентно диамагнитному «зеркальному» экрану. Это позволяет реализовать сверхпроводящий, бесконтактный, самоцентрирующийся подвес маховика-ротора кинетического накопителя энергии.

В отличие от управляемого магнитного подвеса, данный тип подвеса не содержит активных систем регулирования бесконтактного подвеса, в частности следящих систем и регуляторов величины напряженности магнитного поля, характеризуется большой подъемной силой подвеса, саморегулированием в осевом направлении подвеса и направлении, перпендикулярном оси подвеса. Кроме того, сверхпроводящий бесконтактный подвес имеет хорошие демпфирующие свойства [8]. Общий вид сверхпроводящего электрокинетического накопителя энергии (СПЭНЭ-1) приведен на рис. 1 [9]. Накопитель энергии достаточно компактен, удобен в эксплуатации, удовлетворяет требованиям масштабируемости и предназначен для работы в различных областях техники, например в составе локальной электрической сети, содержащей альтернативные источники энергии, или в электротранспорте – для хранения и рекуперации электрической энергии.

Накопитель энергии состоит из обращенной синхронной электрической машины 1 и криостата 6, заполненного жидким азотом. Статор синхронной машины 2 содержит магнитопровод с трехфазной обмоткой 3, ротор-маховик 4 с постоянными магнитами возбуждения 5 и опорными постоянными магнитами 7. На сопряженной поверхности криостата расположены сверхпроводящие пластины 8, охлаждаемые жидким азотом, заливаемым через штуцер 11.

В исходном положении ротор-маховик центрируется с помощью опорного подшипника 9. Внутренняя полость синхронного двигателя вакуумируется с помощью ниппеля 12. Герметичный разъем 13 соединяет трехфазную обмотку статора синхронной машины с блоком управления режима ее работы. Для нивелирования накопителя энергии по горизонту служат регулируемые опоры 10.

Накопитель энергии работает следующим образом. При охлаждении сверхпроводящих пластин до температуры жидкого азота возникает эффект Мейснера, в результате которого осуществляется бесконтактный подвес рото-

ра-маховика. При подключении накопителя энергии к источнику трехфазного питания начинается разгон ротора-маховика до номинальной частоты вращения, после чего накопитель энергии отключается от источника питания, а ротор-маховик вращается по инерции, сохраняя накопленную энергию.

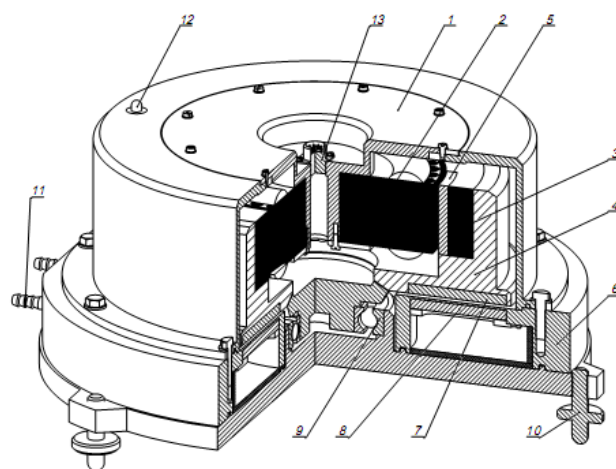


Рис. 1. Сверхпроводящий электрокинетический накопитель энергии (СПЭНЭ-1): 1 – синхронная электрическая машина; 2 – статор; 3 – магнитопровод статора; 4 – ротор-маховик; 5 – магниты возбуждения; 6 – криостат; 7 – опорные магниты подвеса; 8 – сверхпроводящие пластины; 9 – подшипник; 10 – опоры; 11 – штуцер системы охлаждения жидким азотом; 12 – ниппель; 13 – разъем

Бесконтактный подвес и вакуум обеспечивают длительное сохранение энергии. При переключении обмоток статора на нагрузку накопитель энергии работает в режиме генерации электрической энергии, обеспечивая ее питание.

### IV. ВЫВОДЫ

Накопитель энергии предназначен для работы в составе локальной электрической сети, которая содержит, как правило, следующие элементы (рис. 2):

- источники альтернативной энергии;
- накопитель электрической энергии;
- блок управления режимами работы источника электроэнергии и накопителя энергии;
- систему интеллектуального управления и контроля параметров.

Локальная электрическая сеть с накопителем энергии работает следующим образом [10]. Потребители электрической энергии (ПЭЭ) подключены одновременно к различным источникам питания, в частности к ветроэнергетической установке (ВЭУ), солнечной батарее (СБ), дизель-генератору (ДГ). В блок управления поступают данные о текущих энергетических потоках  $Z_1$ ,  $Z_2$ ,  $Z_3$ , а также о состоянии накопителя энергии СПЭНЭ-1. В зависимости от выбранного закона оптимизации по тому или иному параметру или группе параметров, микропроцессор, встроенный в блок управления, оптимизирует распределение энергии между источниками энергии, накопителем энергии, потребителями энергии таким образом, чтобы сохранялся постоянный баланс между потребленной и



выработанной электрической энергией в любой момент работы локальной электрической сети.

Выбор режимов работы локальной сети во многом определяется особенностями конкретных потребителей: суточными, недельными и сезонными графиками электрической нагрузки, структурой и оборудованием существующих систем энергоснабжения, технической возможностью подключения к централизованным сетям. Кроме того, при выборе схемных решений необходимо учитывать характеристики собственно энергетической установки и других элементов схемы, климатические условия региона, возможности резервирования электрической мощности и многое другое.

В любой ЛЭС целесообразно использование накопителей энергии. Это позволяет выровнять графики нагрузок в разные периоды суточного и сезонного спроса на электрическую энергию.

Применение накопителей энергии позволит коммерциализировать производство электроэнергии, что повысит эффективность работы энергетических компаний и качество электроснабжения потребителей за счет компенсации недостаточной пропускной способности элементов системы, управления реактивной мощностью, регулирования напряжения, снижения стоимости электроэнергии и т.п.

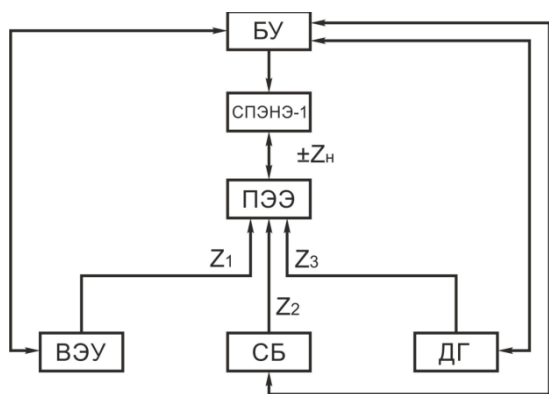


Рис. 2. Функциональная схема локальной электрической сети с накопителем энергии: БУ – блок интеллектуального управления режимами работы источника электроэнергии и накопителя энергии; ПЭЭ – потребители электрической энергии; ВЭУ – ветроэлектростанция; СБ – солнечная батарея; ДГ – дизель-генератор;  $Z_1$ ,  $Z_2$ ,  $Z_3$ ,  $Z_n$  – энергетические потоки; СПЭНЭ-1 – сверхпроводящий электромеханический накопитель энергии

Таким образом, вопросы математического анализа и моделирования энергетических потоков в локальной сети имеют значение. Их решение, при наличии соответствующего программного обеспечения, позволит реализовать

интеллектуальное управление работой элементов ЛЭС с целью оптимизации по заданным параметрам. В таком режиме можно достичь высоких технико-экономических показателей работы ЛЭС в сравнении с централизованными источниками и преодолеть углеводородную зависимость энергетики.

### Список литературы

- [1] Перспективы энергетических технологий. В поддержку Плана действий «Группы восьми»: сценарии и стратегии до 2050 г. ОЭСР/МЭА, WWF России (перевод на русский язык, ред. ч. 1 А. Кокорин, ч. 2. Т. Муратова). – М., 2007. – С. 586.
- [2] Гусев С.И. Развитие устройств FACTS / С.И. Гусев, Ю.Г. Шакарян, И.Л. Новиков // 22-й Всемирный электротехнический конгресс: Сб. докл. – М., 2011. – С. 413.
- [3] Смоленцев Н.И. Накопители энергии в локальных электрических сетях / Н.И. Смоленцев // Ползуновский вестник. – 2013. – № 4-2. – С. 176–181.
- [4] Прогноз научно-технологического развития России: 2030: Энергоэффективность и энергосбережение / под ред. Л.М. Гохберга, С.П. Филиппова. – М.: Министерство образования и науки Российской Федерации, Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики», 2014. – 52 с.
- [5] Четошникова Л.М. Снижение колебаний энергии в локальных сетях с распределенной энергией / Л.М. Четошникова, Н.И. Смоленцев, С.А. Четошников, А.Н. Смоленцев // Электрика. – 2013. – № 5. – С. 37–39.
- [6] Смоленцев Н.И. Накопитель энергии на основе высокотемпературных сверхпроводников (ВТСП) для альтернативной энергетики / Н.И. Смоленцев, Л.М. Четошникова // Электрика. – 2011. – № 5. – С. 38–41.
- [7] Полущенко О.Л. Роторная система с магнитными опорами на основе объемных высокотемпературных сверхпроводников (ВТСП) / О.Л. Полущенко, Н.А. Нижельский, М.А. Сысоев // Известия высших учебных заведений. Машиностроение. – 2011. – № 3. – С. 59–66.
- [8] Ковалев Л.К. Магнитные подвесы с использованием объемных ВТСП элементов для перспективных систем высокоскоростного наземного транспорта / Л.К. Ковалев, С.М. Конев, В.Н. Полтавец, М.В. Гончаров, Р.И. Ильясов // Труды МАИ. – 2010. – № 38. – С. 39.
- [9] Смоленцев Н.И. Разработка накопителя энергии на основе высокотемпературной сверхпроводимости и перспективы его применения в локальных электрических сетях / Н.И. Смоленцев, Л.М. Четошникова, Ю.Л. Бондарев // Ползуновский вестник. – 2015. – № 1. С. 73–77.
- [10] Смоленцев Н.И. Выбор и обоснование математической модели оптимизации энергетических потоков в многоуровневых локальных электрических сетях / Н.И. Смоленцев, С.А. Четошников // Ползуновский вестник. – 2015. – № 3.

# Оптимизация структуры виртуальной электростанции с большой долей распределенной генерации

Е.Н. Соснина, А.В. Шалухо, А.Ю. Кечкин, Н.В. Шумский  
ФГБОУ ВО «Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева»  
Н.Новгород, Россия  
kechkin.al@yandex.ru

Статья посвящена вопросам структурной оптимизации виртуальных электростанций (ВиЭС). Представлены особенности описания ВиЭС согласно теории графов. Сформулирована задача оптимизации и предложены критерии, учитывающие технические и экономические ограничения передачи генерируемой в ВиЭС мощности. Предложен алгоритм оптимизации структуры ВиЭС.

*Ключевые слова: распределенная генерация, виртуальная электростанция, оптимизация, теория графов.*

## Optimization of structure of virtual power plant with large share of the distributed generation

Elena Sosnina, Andrey Shalukho, Alexander Kechkin, Nikita Shumsky  
Nizhny Novgorod State Technical University n. a. R.E. Alekseev  
Nizhny Novgorod, Russian Federation  
kechkin.al@yandex.ru

The article is devoted to questions of structural optimization of virtual power plants (VPP). The features describe VPP according to graph theory. The problem of optimization is formulated and the criteria considering technical and economic restrictions of transfer to the power generated in VPP are offered. The algorithm of optimization structure of VPP are proposed.

*Keywords: distributed power, virtual power plant, optimization, graph theory.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Перспективным направлением повышения эффективности взаимодействия малой распределенной генерации (МРГ) с Единой национальной электрической сетью (ЕНЭС) связано с развитием технологий виртуальных электростанций (ВиЭС) [1, 2]. Подключение источников МРГ к энергосети в большинстве случаев затруднительно или нецелесообразно, поскольку отдельные энергоустановки не обладают достаточной мощностью и не видимы для системных операторов. Преодоление данных барьеров возможно за счет объединения объектов МРГ в ВиЭС.

Под ВиЭС понимается активно-адаптивная микросеть, которая на основе электрических и информационных сетевых структур объединяет источники малой генерации (ИМГ), накопители, потребителей электроэнергии (ПЭ), потребителей-регуляторов нагрузки (ПР) [3, 4, 5]. Возможность перераспределения излишков мощности от ИМГ внутри микросети и управление нагрузкой ПР позволяют "освободить" часть мощности ЕНЭС от необходимости ее передачи в микросеть.

Результаты, разработанной авторами классификации [4], показали, что ВиЭС могут иметь разнородный состав и сложные, в том числе иерархические, структурные связи. Для получения наибольшего эффекта функционирова-

ния электротехнических комплексов ВиЭС еще на стадии проектирования должны быть решены вопросы оптимизации ее сложной структуры.

### II. ПОСТАНОВКА ЦЕЛИ И ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ

Цель исследования заключается в разработке подхода к решению задачи оптимизации структуры ВиЭС с использованием теории графов. Оптимальной считается структура ВиЭС, удовлетворяющая условиям надежности и качества электроэнергии, при которой обеспечивается наибольшая величина «освобожденной» (виртуальной) для ЕНЭС мощности при минимуме капитальных затрат и текущих потерь. К основным задачам относятся: представление структуры ВиЭС с точки зрения теории графов; определение и анализ критериев эффективности и технических, экономических ограничений по передаче генерируемой в ВиЭС мощности; разработка алгоритма оптимизации структуры ВиЭС.

### III. ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

В качестве объекта исследования выбрана активно-адаптивная (интеллектуальная) микросеть 0,4 кВ с разнородными ИМГ, наличием вертикальных и горизонтальных связей и двунаправленным взаимодействием с ЕНЭС (рис. 1).

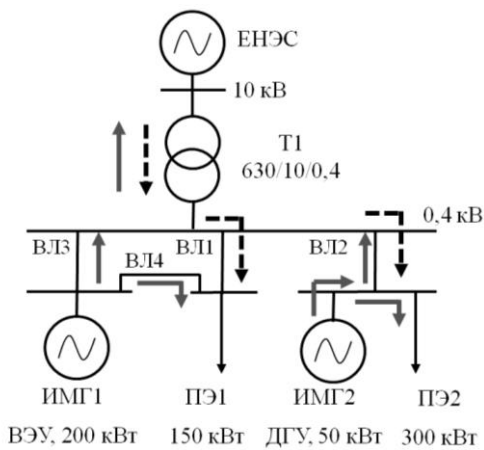


Рис. 1. Структурная схема исследуемой микросети

В основе приведенной схемы (рис.1) лежит информация о системе электроснабжения двух пригородных населенных пунктов Краснодарского края (ПЭ1 и ПЭ2) [4]. Электроснабжение потребителей осуществляется от РУНН ТП 10/0,4 кВ с трансформатором Т1 типа ТМ 630/10/0,4 по линиям электропередач (ЛЭП) 0,4 кВ протяженностью  $l_{ВЛ1} = 6$  км и  $l_{ВЛ2} = 2,5$  км. Расчетная активная мощность потребителей составляет 150 кВт и 300 кВт для ПЭ1 и ПЭ2, соответственно. ИМГ2 представлен дизельным генератором (собственный источник генерации ПЭ2) выходной мощностью 50 кВт, ИМГ1 – ветроэнергетической установкой (ВЭУ) в 200 кВт. Подключение ВЭУ к ТП осуществлено по воздушной линии 0,4 кВ протяженностью  $l_{ВЛ3} = 7$  км. Структурно схема микросети дополнена горизонтальной электрической связью ( $l_{ВЛ4} = 1$  км) между ВЭУ и ПЭ1, что позволит передавать электроэнергию (ЭЭ) от ИМГ1 непосредственно к узлу нагрузки соседнего потребителя ЭЭ по наименее протяженному пути.

#### IV. ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ВиЭС С ПОМОЩЬЮ ТЕОРИИ ГРАФОВ

Задача оптимизации структуры ВиЭС может быть решена при помощи теории графов. Граф, описывающий микросеть (рис. 2) – ориентированный [6, 7]. Его вершины представляют узлы нагрузки и генерации, дуги – ЛЭП. Дуги графа характеризуются: направлением передачи мощности, удельным сопротивлением; протяженностью, затратами на передачу мощности по ЛЭП. Узлы – величинами мощностей генерации и нагрузки.

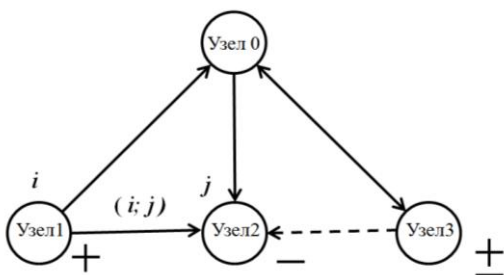


Рис. 2. Граф объекта исследования ( $i, j$  – вершины графа,  $(i; j)$  – дуга графа, "+" – вершины с постоянным избытком генерации, «-» – только с потреблением ЭЭ; «+» – с потреблением ЭЭ и возможностью периодического появления избытка генерации)

Причем изначально граф может содержать изолированные вершины (объекты с автономной генерацией). В процессе оптимизации степени инцидентности вершин могут измениться.

Из множества оптимизационных задач теории графов, наибольший интерес представляют транспортные задачи, в частности задача о нахождении пути максимальной эффективности [7, 8]. Суть задачи заключается в определении для каждого  $\mu$ -го пути его эффективности  $K(\mu)$ :

$$K(\mu) = \frac{\mathcal{E}(\mu)}{S(\mu)}, \quad (1)$$

где  $\mu$  – путь;  $\mathcal{E}(\mu)$  – эффект при прохождении по  $\mu$ -му пути;  $S(\mu)$  – затраты на  $\mu$ -ый путь.

Далее, в результате сравнительного анализа, выбирается путь с наибольшей эффективностью  $K(\mu)$ . Блок-схема алгоритма решения выше упомянутой задачи приведена на рис. 3.

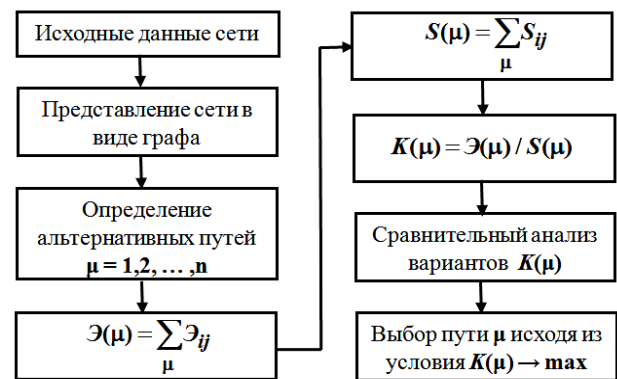


Рис. 3. Блок-схема алгоритма решения задачи пути максимальной эффективности ( $i, j$  – вершины графа,  $(i; j)$  – дуги графа,  $\mu$  – путь;  $\mathcal{E}_{ij}$  – эффект при прохождении по  $(i; j)$ -ой дуге;  $S_{ij}$  – затраты при прохождении по  $(i; j)$ -ой дуге;  $K(\mu)$  – эффективность  $\mu$ -го пути)

#### V. КРИТЕРИЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ОГРАНИЧИВАЮЩИЕ КРИТЕРИИ

В качестве критерия, наилучшим образом учитывающего эффективность ВиЭС, предлагается использовать величину мощности ЕНЭС, "освобожденную" от передачи в микросеть:

$$P_{\text{осв}} = P_{\text{ЕНЭС}}^{\text{до}} - P_{\text{ЕНЭС}}^{\text{после}} = \sum_{i=1}^m (P_{Gi} + \Delta P_{Gi}), \quad (2)$$

где  $m$  – число узлов с избытком генерации;  $P_{Gi}$  – излишки генерации  $i$ -го узла ВиЭС;  $\Delta P_{Gi}$  – потери при передаче излишков генерации.

Как видно из (1), рассматриваемый критерий в значительной степени зависит от величины потерь при распределении мощности от ИМГ внутри ВиЭС. Ориентируясь на величину потерь, можно уменьшить область поиска вариантов оптимальной структуры ВиЭС.

Ограничивающим критерием при определении наибольшего расстояния передачи мощности предлагается использовать относительную величину потерь:

$$\delta P_i = \frac{\Delta P_{\Gamma i}}{P_{\Gamma i}}; \quad (3)$$

$$l_{\text{огр}i} = \frac{U^2}{P_{\Gamma i} \cdot r_0} \cdot \delta P^* \cdot 10^3, \quad (4)$$

где  $\delta P_i$  – относительная величина потерь при передаче мощности от  $i$ -го узла;  $U$  – напряжение узлов;  $r_0$  – удельное активное сопротивление ЛЭП;  $\delta P^*$  – фиксированная относительная величина потерь при передаче мощности между объектами микросети.

В качестве ограничивающего критерия, характеризующего минимизацию капитальных затрат, выражающуюся в необходимости отсечения вариантов передачи мощности от слабых энергоустановок на большое расстояние, предлагается использовать отношение передаваемой мощности на единицу длины:

$$\beta_i = \frac{P_{\Gamma i} - \Delta P_{\Gamma i}}{l_i}; \quad (5)$$

$$l_{\text{эки}} = \frac{P_{\Gamma i}}{P_{\Gamma i}^2 \cdot \frac{r_0}{U^2} \cdot 10^{-3} + \beta^*}, \quad (6)$$

где  $\beta_i$  – удельная величина передаваемой мощности от  $i$ -го узла;  $\beta^*$  – фиксированная величина передаваемой мощности внутри микросети.

Приведенные выше технические и экономические ограничения позволяют оценить наибольшие целесообразные расстояния передачи излишков мощности для узлов ВиЭС.

## VI. АЛГОРИТМ ОПТИМИЗАЦИИ СТРУКТУРЫ ВиЭС

Блок-схема алгоритма оптимизации структуры ВиЭС показана на рис. 4. В представленном алгоритме были использованы основные положения задачи о нахождении пути максимальной эффективности, являющейся частным случаем транспортной оптимизационной задачи теории графов, а также критерий, ограничивающий величину потерь при передаче мощности в микросети.

Реализацию алгоритма можно условно разделить на три этапа.

В начале микросеть представляется в виде ориентированного графа и для каждого узла нагрузки определяются альтернативные пути питания  $\mu$ . На втором этапе для каждого пути определяется величина  $\delta P(\mu)$  и проверяется условие ограничения по величине потерь мощности на  $\mu$ -м пути:

$$\delta P(\mu) = \frac{P_{\Gamma i}}{U^2} \sum_{\mu} (r_{0ij} \cdot l_{ij}); \quad (7)$$

$$\delta P(\mu) < 1, \quad (8)$$

где  $\mu$  – путь передачи мощности;  $P_{\Gamma i}$  – мощность генерации  $i$ -го узла;  $U$  – напряжение сети;  $r_{0ij}$  – удельное сопротивление  $(i; j)$ -ой ЛЭП;  $l_{ij}$  – протяженность  $(i; j)$ -ой ЛЭП.

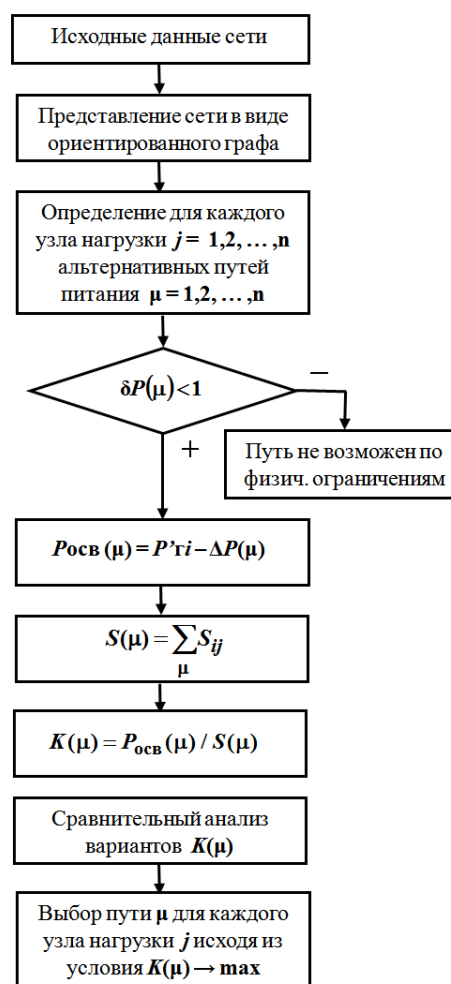


Рис. 4. Блок-схема алгоритма структурной оптимизации ВиЭС ( $i, j$  – вершины графа,  $(i; j)$  – дуги графа,  $\mu$  – путь;  $\delta P(\mu)$  – относительная величина потерь при передаче по  $\mu$ -му пути;  $P_{\text{осв}}(\mu)$  – "освобожденная" мощность  $i$ -го узла;  $P_{\Gamma i}$  – мощность излишка генерации  $i$ -го узла;  $\Delta P(\mu)$  – потери мощности при передаче по  $\mu$ -му пути;  $S(\mu)$  – затраты при передаче мощности по  $\mu$ -му пути;  $K(\mu)$  – эффективность  $\mu$ -го пути)

Невыполнение условия (8) сигнализирует, что вся генерируемая источником мощность рассеивается на потери. Следовательно такие пути питания исключаются. Далее, на третьем этапе, алгоритм сводит к определению эффективности для каждого пути  $\mu$ , сравнению полученных результатов и выбору для каждого узла нагрузки пути максимальной эффективности.

## VII. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, на основе разработанной классификации выбран объект дальнейших исследований. Сформулированы задачи определения оптимальной структуры ВиЭС. Представлены особенности описания ВиЭС согласно теории графов. Предложены критерии, позволяющие оценить эффективность ВиЭС при взаимодействии с ЕНЭС, а также ограничивающие технико-экономические критерии, позволяющие оценить наибольшие целесообразные расстояния передачи излишков мощности для узлов ВиЭС. Рассмотрен подход к решению задачи структурной оптимизации ВиЭС с использованием теории графов и предложен алгоритм оптимизации ее структуры.

Важным направлением дальнейших исследований, применительно к разработанному алгоритму является учет стохастического характера генерации установок на возобновляемых энергоресурсах, а также учет затрат при передаче мощности в зависимости от характера генерации.

### Список литературы

- [1] Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 г. №1715-р [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.scrf.gov.ru/documents/15/122.html> (дата обращения 22.05.2016).
- [2] Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью / Под ред. В.В. Бушуева. – ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», 2012. – 219 с.
- [3] Соснина, Е.Н. Вопросы создания виртуальных электростанций в масштабе micro-grid / Е.Н. Соснина, А.В. Шалухо, А.Ю. Кечкин. Вестник НГИЭИ (технические науки). – Княгинино, 2015. – №4 (47). – С. 50-55.
- [4] Соснина, Е.Н. Вопросы создания виртуальных электростанций на основе объектов распределенной генерации / Е.Н. Соснина, А.В. Шалухо, А.Ю. Кечкин // Электроэнергетика глазами молодежи: труды VI международной научно-технической конференции. – в 2 т. Т1.– Иваново.: ФГБОУВПО «ИГЭУ им. В.И. Ленина», 2015. – С. 360-365.
- [5] Sosnina, E. Stability Investigation of the Virtual Power Plants Electrical Systems / E. Sosnina, A. Shalukho, I. Lipuzhin, A. Kechkin // International Journal of Applied Engineering, 2015. Volume 10, № 24 (2015) pp 44363-44368.
- [6] Берж, К. Теория графов и ее применения/К. Берж. – М: Издательство иностранной литературы, 1962 г. – 320 с.
- [7] Харари, Ф. Теория графов/Ф. Харари. – М: Издательство "Мир", 1973 г. – 301 с.
- [8] Бурков, В.Н. Прикладные задачи теории графов/В.Н. Бурков, И.А. Горгидзе, С.Е. Ловецкий. – Тбилиси: Мецниереба, 1974 г. – 234 с.

# Перспективы и проблемы развития распределенной генерации в электрических сетях

А.А. Тимусь

Филиал АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ  
Ростов-на-Дону, Российская Федерация

Мировой опыт показывает, что с увеличением доли распределенной генерации (РГ), в том числе и на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), возникает необходимость решения ряда проблем: регулирования частоты объектами РГ, обеспечения надежности и качества электроснабжения потребителей, регулирования напряжения объектами РГ, обеспечения устойчивой работы РГ и т.д. В России эти проблемы связаны, с одной стороны, с состоянием, эксплуатацией и особенностями построения распределительных сетей, с другой – особенностями функционирования самого источника РГ в нормальных и аварийных условиях. В докладе проведен анализ перспектив внедрения и проблем развития РГ на основе уже имеющегося опыта в России с практикой зарубежных стран. Ввод РГ оказывает существенное влияние на работу ЕЭС и требует скоординированной работы системных операторов передающей и распределительной сети при планировании и ведении электрического режима.

*Ключевые слова: распределённая генерация, возобновляемые источники энергии (ВИЭ), распределительная сеть, ЕЭС России, надежность электроснабжения потребителей.*

## Prospects and problems of development of distributed generation in electrical networks

A.A. Timus

Filial JSC «System operator of the United Power System» Rostov Regional Dispatch Center  
Rostov-on-Don, Russia

World experience shows that with the increase in the share of distributed generation (DG), including renewable energy sources (RES), there is a need to address a number of issues: regulation of frequency objects the DG, ensuring reliability and quality of power supply, voltage regulation objects of the DG, ensure the stable operation of the DG etc. In Russia there issues are connected with one side – condition, operation and features of construction of distribution networks, with another – features of the functioning of the source DG in normal and emergency conditions. The report analyzed the prospects of implementation and development issues DG based on the previous experience in Russia with the practice of foreign countries. The dispersed generators integration has a huge impact at the power system operation and requires the coordinated work of transmission and distribution system operators in planning and operating process.

*Keywords: distributed generation, renewable energy sources (RES), distribution network, UPS, reliability of electricity supply.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Ежегодно интерес к возобновляемым источникам энергии (ВИЭ) в мире неуклонно возрастает. И в России, несмотря на кажущуюся обеспеченность запасами органического топлива, уже сейчас имеются предпосылки для эффективного использования ВИЭ. В мировой практике ВИЭ приобрели не только энергетическое и экологическое, но и политическое звучание. Основные причины этого заключаются в следующем:

- восполнимые ресурсы ВИЭ во много раз превышают потребности человечества в энергии;
- использование ВИЭ не приводит к нарушению теплового баланса планеты;
- в отличие от невозобновляемых источников энергии (уголь, газ, нефть, уран и т.д.), ресурсы ВИЭ распределены равномерно по территории стран и регионов.

Внедрение распределенной генерации (РГ) в России является перспективным направлением развития энергетики и одним из эффективнейших средств, помогающим справиться с интенсивным ростом нагрузки, и подразумевает такое размещение электростанций, при котором их мощности расходуются непосредственно в ближайших узлах нагрузки. Особенно это характерно для удаленных и изолированных районов, таких как Дальний Восток, Сибирь, Крайний Север, Алтай, занимающих около 60 % территории страны.

В настоящее время в России получают широкое распространение электростанции малой и средней мощности, например газотурбинные (ГТЭС), в том числе мобильные (МГТЭС), дизельные (ДЭС), ветровые (ВЭС), солнечные (СЭС). В большинстве случаев указанные электростанции подключаются к сетям 6-110 кВ.

Цель работы – анализ перспектив внедрения и проблем развития РГ, связанных с их подключением, параллельной

и автономной работой, ведением электрических режимов сети.

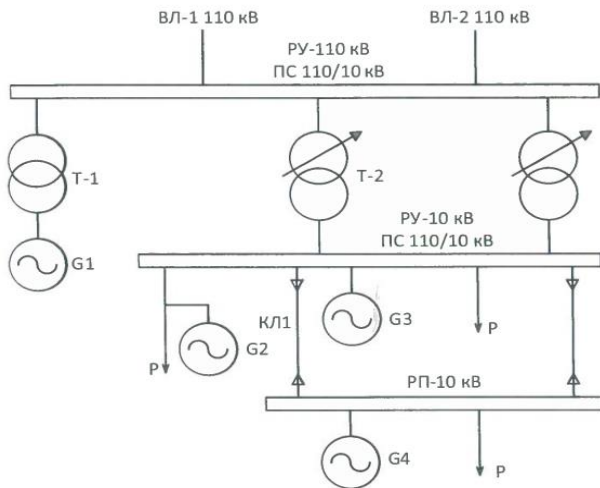
## II. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТАХ РГ И ВИЭ

### A. Возможные схемы подключения объектов РГ и ВИЭ

На рисунке приведены основные варианты подключения объекта РГ к электрическим сетям. Выбор места подключения должен исходить из задач, которые необходимо решить, а также из начальных условий, т.е. состояния существующей электрической сети, выявления «узких мест» и т.д.

Различают три режима работы системы электроснабжения потребителя от РГ и ВИЭ:

- параллельная работа РГ с энергосистемой;
- изолированная работа с обеспечением электроснабжения конкретного потребителя или группы потребителей;
- комбинированный режим работы, т.е. распределенный источник энергии работает параллельно с энергосистемой, но в случае возникновения аварийной ситуации может быть выделен на изолированную работу.



Возможные схемы подключения РГ к электрическим сетям

### B. Предпосылки развития РГ и ВИЭ

В настоящее время в нашей стране проводятся компании по стимулированию развития РГ и ВИЭ. Стратегия развития объектов РГ и ВИЭ изложена в проекте Энергетической стратегии России на период до 2035 года и учитывает локализацию производства комплектующих электростанций, стандартизацию оборудования, субсидирование объектов РГ и ВИЭ.

Эта политика хорошо прослеживается по результатам конкурентного отбора мощности 2014 года на период до 2018 года, согласно которым были отобраны объекты ВИЭ [1].

Главными факторами, стимулирующими развитие распределенной генерации, являются:

- исчерпание потенциала эффективности централизованных систем электроснабжения, т.е. неспособ-

ность удовлетворить разнообразие спроса, высокие риски неэффективности крупных инвестиций и высокая ценовая нагрузка на потребителей;

- уход потребителя из ЕЭС на собственное энергоснабжение позволяет сократить его затраты за счет эффективной утилизации вторичных энергоресурсов;
- появление новых высокоэффективных технологий;
- уменьшение запасов ископаемых природных ресурсов;
- повышение надежности электроснабжения ответственных потребителей;
- обеспечение электроэнергией удаленных районов страны;
- ужесточение экологических требований и т.д.

Однако технологии распределенной малой генерации при сравнении с централизованной генерацией имеют более высокие капитальные вложения и текущие затраты.

Эти издержки покрываются дополнительными преимуществами, такими как:

- когенерация электричества и тепла;
- повышение надежности электроснабжения;
- независимость и капиталовложения в собственное имущество.

### C. Проблемы интеграции объектов РГ и ВИЭ в электроэнергетическую систему

Одной из самых важных проблем развития распределенной генерации и ВИЭ в России является то, что в нем на данном этапе развития в большей степени заинтересованы потребители, а не государство. Также складывающиеся противоречия между объектами малой энергетики и сетевыми организациями накладывают свой отпечаток на развитие РГ и ВИЭ. По причине кардинальных отличий в получаемых выгодах и решаемых задачах каждый из участников процесса прилагает все усилия исключительно для решения только собственных вопросов, не вникая при этом глубоко в объективные стороны проблемных аспектов и возможные пути их решения.

Трудности режимного управления энергосистемой с РГ и ВИЭ:

- повышение напряжения в распределительной сети;
- избытки мощности и проблемы регулирования частоты;
- реверсивные потоки мощности в сетях низкого и среднего напряжения;
- обеспечение устойчивости энергосистемы при отключении большой доли генерирующих мощностей;
- обеспечение изолированной работы установок;
- сложность обслуживания установок распределительной генерации.

#### *D. Возможные направления решения проблем подключения РГ*

Как было сказано ранее, с увеличением доли РГ, а в особенности на основе ВИЭ, увеличивается нагрузка на «традиционное» генерирующее оборудование для балансирования ЭЭС. При этом внезапное изменение выработки объектами генерации на основе ВИЭ может происходить настолько быстро (минуты, секунды), что не остается времени для запуска других генерирующих установок традиционного типа, чтобы восполнить выбывшую мощность [2].

Таким образом, появляется необходимость во вращающемся резерве, т.е. требуются новые виды резервных источников электроэнергии. Поэтому для надёжного электроснабжения потребителей целесообразно использование их совместно с сетевыми устройствами накопления электроэнергии (НЭ), а также использование комбинированных установок (ВЭС и ДЭС, ВЭС и СЭС и т.д.). Кроме того, использование НЭ позволяет отложить строительство нового сетевого и генерирующего оборудования за счет снижения максимума графика нагрузки (накопление электроэнергии в периоды наличия избыточной энергии и выдача её в сеть в периоды дефицита).

Следует иметь в виду, что одним из ключевых условий развития РГ является модернизация существующей распределительной сети, оборудование систем информатизации и коммуникации.

Немаловажным решением вышеперечисленных проблем режимного управления ЭЭС является разработка нормативно-технической документации. Необходимо полагаться на уже имеющийся опыт зарубежных стран, но при этом нельзя забывать особенности и индивидуальность российской энергетики.

В качестве примера приведем действующие европейские технические требования к РГ [3]:

- присоединение к сетям до 130 кВ допускается при мощности источника не более 50 МВт;
- установки мощностью от 1 до 10 МВт должны иметь возможность выдавать реактивную мощность в объёме 50 % полной мощности и потреблять в размере 10 %, с возможностью регулирования напряжения по запросу оператора распределительной сети;
- синхронизация с системой должна осуществляться при отклонениях частоты от номинального значения в 0,1 Гц, напряжения – 10 %;
- должны быть предусмотрены защита от замыканий на землю, междуфазных замыканий в сетях среднего и низкого напряжения, короткого замыкания в высоковольтной сети, защита от ложного отключения и защита от короткого замыкания при автономной работе, при этом собственная защита не должна отключать источник РГ в более легких ситуациях;
- необходимо сохранение в работе при пониженных значениях напряжения и частоты;
- в изолированных системах источник должен работать длительно в диапазоне частот 48 – 52 Гц, при частоте 46 – 48 Гц – в течение 3 мин, при частоте 44 – 46 Гц – в течение 30 с;

- должна быть обеспечена возможность работы при кратковременном снижении напряжения в результате короткого замыкания до величины 70 % от номинального значения в течение 2,5 с, 30 % – в течение 0,6 с;
- предоставление ресурсов по требованию оператора сети и т.д.

Комплексное решение объективных и субъективных сторон этих вопросов интеграции объектов распределенной генерации в распределительные сети в перспективе позволит содействовать дальнейшему интенсивному, эффективному росту и масштабному внедрению объектов распределенной генерации.

### III. ОБЩИЕ ПОДХОДЫ К РЕГЛАМЕНТАЦИИ ТЕХНИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ К ОБЪЕКТАМ РГ

#### *A. Технические требования к объектам РГ и ВИЭ на примере Дании и Германии*

В зарубежной практике уделяется большое внимание регламентации технических требований к объектам РГ и их подключения к ЭЭС.

На национальном уровне наиболее показательными являются технические требования Дании и Германии, в структуре генерирующих мощностей которых присутствует значительная доля ВИЭ.

Установленная мощность ВИЭ в Дании составляла более 5 ГВт при мощности энергоустановок на ископаемом топливе примерно 7 ГВт. При этом за счет ВИЭ покрывалось около 40 % потребления страны [3].

В 2014 году установленная мощность генерирующего оборудования ЭЭС Германии составляла 192 ГВт, на долю ВИЭ пришлось около 84 ГВт. За счет ВИЭ в среднем за год было покрыто 27 % всей нагрузки [3].

Документы в области технического регулирования в электроэнергетике Дании разрабатываются организацией Energinet.dk, которая единолично управляет передающей электросетевой и газотранспортной инфраструктурой. Организация является некоммерческой и подчинена напрямую Министерству энергетики Дании. Требования по присоединению к энергосистеме включают в себя следующие документы:

- технические требования к электрогенерирующим установкам, ток на выходе которых не превышает 16 А на фазу [4];
- технические требования к фотоэлектрическим установкам мощностью более 11 кВт [5];
- технические требования к ветроэлектростанциям мощностью более 11 кВт [6];
- технические требования к установкам ТЭС мощностью от 11 кВт до 1,5 МВт [7].

Электроэнергетический комплекс Германии представляет собой сложную систему с обширными связями с энергосистемами других государств, характерными как для Западной Европы, так и для Российской Федерации.

В Германии разработаны технические требования к генерирующим установкам низкого напряжения (VDE-AR-



№ 4105), которые предусматривают плавное снижение мощности установки в диапазоне частоты в энергосистеме 50,2 – 51,5 Гц.

Базовыми регламентирующими документами являются кодекс передающей сети (Transmission Code) [8] и кодекс распределительной сети (Distribution Code) [9], формирующие экономическую и процессуальную основу эксплуатации энергосистемы и служащие для технической и оперативной координации между операторами соответствующих сетей.

#### *В. Технические требования к объектам РГ и ВИЭ в России*

В зависимости от типов установок и вариантов подключения РГ и ВИЭ, к ним применяются различные технические требования. Необходимо учитывать и тот факт, что широкое применение в системах электроснабжения нашли зарубежные производители. Таким образом, необходимо проведение работ по сертификации оборудования РГ и ВИЭ для соответствия требованиям нормативно-технической документации Российской Федерации.

Однако в настоящее время отсутствует нормативно-техническая документация к объектам РГ и ВИЭ. Анализ требований зарубежных документов представляется полезным при формировании технических требований к подключению объектов РГ к энергосистеме в России, где также распространено газотурбинное и газопоршневое генерирующее оборудование.

#### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Распределенная генерация способна создавать как положительные эффекты по надежности и качеству электроснабжения потребителей за счет их резервирования, так и технические проблемы, связанные в основном с изменением свойств систем, возможностью управления ими в нормальных и аварийных условиях.

Эти проблемы можно решить, однако вследствие этого усложняется диспетчерское и автоматическое управление ЭЭС, требуется разработка новых математических моделей по обоснованию развития ЭЭС, анализов их режимов и управлению ими.

Как показала практика объединенной континентальной Европы, несвоевременная регламентация технических требований к объектам РГ также может привести к снижению надежности функционирования ЭЭС.

Мировой опыт показывает, что самым оптимальным вариантом развития РГ является разумное её сочетание с большой энергетикой.

#### Список литературы

- [1] Перечень отобранных проектов ВИЭ. – URL: <http://www.atsenergo.ru/vie/proresults>.
- [2] Kuchеров Yu.N. Features of small dispersed CHP integration into power system / Yu.N. Kuchеров, D.N. Yarosh, Yu.G. Fedorov, P.V. Pyushin et al. // CIGRE 2014, Paper № C6 – 106.
- [3] Кучеров Ю.Н., Березовский П.К., Веселов В.Ф., Илюшин П.В. Анализ общих технических требований к распределенным источникам энергии при их интеграции в энергосистему // Энергоэксперт. – 2016. – № 3.
- [4] Technical regulation 3.2.1 for electricity generation facilities with a rated current of 16 A per phase or lower [Electronic resource] // Energinet. dk., 2011.
- [5] Technical regulation 3.2.2 for PV power plants with a power output above 11 kW [Electronic resource] // Energinet. dk., 2015.
- [6] Technical regulation 3.2.5 for wind power plants with a power output above 11 kW [Electronic resource] // Energinet. dk., 2015.
- [7] Technical regulation 3.2.4 for thermal power station units of 1.5 MW or higher [Electronic resource] // Energinet. dk., 2008.
- [8] Transmission Code 2007. Network and System Rules of the German Transmission System Operators // VND. 2007.
- [9] Distribution Code 2007 // VND. 2007.

# Оценка эффективности управления мощностью передачи постоянного тока с целью сохранения динамической устойчивости энергосистемы

К.А. Токарь, А.Н. Андреев

ФГБОУ ВО «Южно-Уральский государственный университет»  
Челябинск, Россия  
Starspawn\_8@mail.ru

Передачи постоянного тока (ППТ), выполненные на базе преобразователей напряжения (ПН), могут быть использованы как одно из эффективных средств обеспечения динамической устойчивости электроэнергетических систем. В настоящее время не существует расчетной методики для оценки эффективности управления ППТ на ПН для целей сохранения динамической устойчивости прилегающей энергосистемы. Разработана модель двухмашинной энергосистемы, содержащей ППТ на преобразователях напряжения. Выведены принципы регулирования активной мощности ППТ для поддержания номинальной частоты энергосистемы. Сформулирован подход к учету данного управляющего воздействия в алгоритме расчета дозировки управляющих воздействий системы противоаварийной автоматики.

*Ключевые слова:* динамическая устойчивость, передача постоянного тока, правило площадей, преобразователь напряжения, автоматическое управление, противоаварийная автоматика.

## An efficiency evaluation of HVDC link power control as a tool for improvement of transient stability

Konstantin Tokar, Alexey Andreev

South Ural State University  
Chelyabinsk, Russian Federation  
Starspawn\_8@mail.ru

High voltage direct current (HVDC) links based on voltage source converters (VSC) have extensive abilities to control electrical system operating parameters. This type of equipment can be used as effective tool for improvement of electrical system transient stability. There has been no method to calculate an efficiency of emergency control of VSC-HVDC for saving adjoined electrical system transient stability. The two-machine power system including VSC-HVDC link has been developed. The VSC-HVDC active power control principles for maintain nominal range frequency has been derived. An implementation of control impact of this type into emergency control system calculating algorithm has been developed.

*Keywords:* transient stability, high voltage direct current, equal-area criterion, voltage source converter, automatic control, emergency control.

В настоящее время концепция развития электроэнергетических систем включает активное применение силовых элементов, выполненных на базе современных полупроводниковых приборов, таких как передачи постоянного тока (ППТ), устройства компенсации реактивной мощности. С развитием мощных объединений энергосистем все большее внимание обращается на вопросы эффективного управления перетоками мощности и обеспечения устойчивости параллельной работы ОЭС, входящих в энергообъединение. При наличии таких элементов, как ППТ, появляется возможность управления величиной перетока мощности между различными частями энергосистемы в случае возникновения различных аварийных возмущений.

На сегодняшний день, помимо передач и вставок постоянного тока на преобразователях тока (Current Source Converters – CSC), все более широкое применение находят вставки и передачи постоянного тока на преобразователях напряжения (Voltage Source Converters – VSC). ППТ, выполненные на базе преобразователей напряжения на пол-

ностью управляемых вентилях (ППТ-ПН), обладают широкими возможностями регулирования параметров электрического режима:

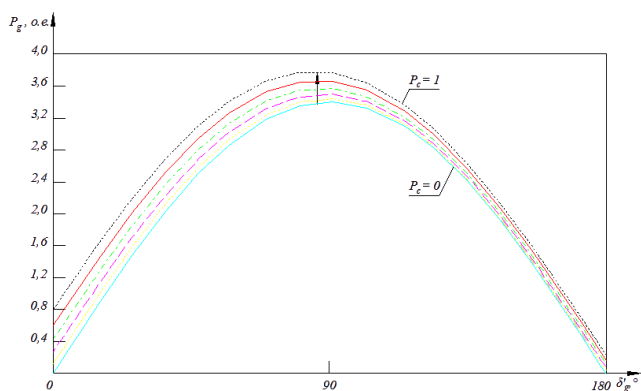
- практически безынерционное управление перетоком активной мощности, в том числе с возможностью осуществления реверса;
- управление реактивной мощностью с возможностью ее генерации в отличие от обычных ВПТ и ППТ.

Можно отметить высокую перспективность использования свойств ППТ-ПН в области автоматического противоаварийного управления. В качестве управляющего воздействия (УВ) для сохранения динамической устойчивости предполагается форсировка активной мощности, передаваемой по ППТ, производимая по условию недопущения возникновения асинхронного хода между частями энергосистемы, между которыми есть связь через ППТ-ПН.

Известно, что объем УВ противоаварийной автоматики, обеспечивающих сохранение динамической устойчивости, может быть определен из расчета электромеханического переходного процесса – взаимного движения центров инерции двух эквивалентных синхронных машин (СМ) – методом численного интегрирования. Уравнение относительного движения СМ представляет собой уравнение движения генератора относительно шин бесконечной мощности. Выбор УВ заключается в вычислении изменения величины механического момента турбины относительного движения и последующем распределении этой величины между эквивалентными СМ и каждым реальным генератором. Данный подход реализован в вычислительном алгоритме централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА) ОЭС Востока [1].

Применение ПН обеспечивает быстрое изменение активной мощности ППТ, что позволяет динамически влиять на величину площадки ускорения эквивалентного синхронного генератора. Таким образом, задача расчета дозировки управляющих воздействий сводится к разработке методики расчета мощности форсировки ППТ в двухмашинной эквивалентной схеме замещения энергосистемы.

Переходный процесс развития асинхронного хода в результате сильного возмущения можно представить в виде движения группы генераторов, выпадающих из синхронизма, относительно остальной энергосистемы. Полагая характеры изменения углов роторов таких генераторов примерно совпадающими между собой, можно принять к рассмотрению эквивалентный генератор, параметры которого определяются по методике [2].



Характеристики мощности эквивалентного СГ в зависимости от режима работы ППТ

Если одна из преобразовательных подстанций ППТ-ПН примыкает к такой группе, то управление мощностью передачи может быть использовано для корректировки

характера движения эквивалентного генератора относительно остальной энергосистемы. Таким образом, в качестве основной модели при разработке методики расчета управляющих воздействий можно использовать модель двухмашинной энергосистемы типа «генератор – шины бесконечной мощности» с промежуточным присоединением преобразователя напряжения.

Примем следующие допущения:

1) переходная ЭДС эквивалентного генератора неизменна по своей величине во время электромеханического переходного процесса [2];

2) преобразователь напряжения рассматривается как источник симметричного трехфазного напряжения основной частоты [3].

Построим группу характеристик мощности эквивалентного синхронного генератора (рисунок) в зависимости от режима работы ППТ (значения потребляемой преобразователем активной мощности).

Увеличение активной мощности преобразователя  $P_c$  позволяет повысить предел выдаваемой генератором мощности  $P_g$ . Для задачи рассмотрения динамической устойчивости генератора это означает, что переход на новую характеристику мощности во время динамического перехода позволит скорректировать значения площадок ускорения и торможения эквивалентного генератора.

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Управление мощностью ППТ-ПН во время динамического перехода, вызванного сильным аварийным возмущением, может быть использовано как эффективное средство сохранения устойчивости энергосистемы в комплексах АПНУ. В свою очередь, достижение данной цели требует решения комплекса задач:

- 1) выбора алгоритма вычисления наиболее оптимального объема УВ;
- 2) учета в данном алгоритме технологических ограничений ПН.

#### Список литературы

- [1] Лисицын А.А., Эдлин М.А. Алгоритм выбора управляющих воздействий по условиям динамической устойчивости // Известия НТЦ ЕЭС. – 2013. – № 1(68). – С. 41–47.
- [2] Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. – М.: Энергия, 1979. – 456 с.
- [3] Jovicic D. High Voltage Direct Current Transmission. Converters, Systems And DC Grids / D. Jovicic, K. Ahmed. – UK, Wiley, 2015. – 432 pp.

# Сравнительный анализ эффективности распределительных сетевых компаний

В.Н. Тульский, В.С. Березовский

ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ»»

Москва, Россия

berezovsky.vlad@gmail.com

Результаты анализа эффективности распределительных сетевых компаний (РСК) являются важной информацией как для самих РСК при управлении и планировании развития компании, так и для регулирующих органов при выборе средств стимулирования развития отрасли. Также данная информация позволяет регулировать взаимоотношения между РСК и потребителями. Существуют методы сравнительного анализа экономической стороны деятельности РСК. Однако для реализации всех выше указанных целей также необходимы методики оценки технической составляющей эффективности сетевых компаний, т.е. способности обеспечения надежности электроснабжения и качества электроэнергии (КЭ). На сегодняшний день не существует методик сравнительного анализа эффективности сетевых компаний с позиций обеспечения качества электроэнергии. В работе предложены методы формирования интегральных показателей эффективности РСК по отдельным показателям качества электроэнергии, с учетом возможностей компании к проведению инструментального контроля качества электроэнергии. Проведен сравнительный анализ районных сетей по уровню напряжения у потребителей на шинах 0,38 кВ, с учетом полной потребляемой мощности, для режимов минимальных и максимальных нагрузок. Предложенные методы анализа РСК по способности обеспечения КЭ на основе различных форм статистической оценки КЭ у потребителей демонстрируют предварительные результаты, позволяющие сравнивать сети между собой, выявлять слабые и сильные места компании в области обеспечения КЭ, оценивать потенциал повышения эффективности.

*Ключевые слова: качество электроэнергии, распределительные сети, эффективность, сравнительный анализ.*

## The Benchmarking of Distribution Utilities Efficiency

Vladimir Tulsy, Vladislav Berezovsky

National Research University "Moscow Power Engineering Institute"

Moscow, Russia

berezovsky.vlad@gmail.com

The results of distribution utilities (DU) efficiency analysis are important information both for the DU in the management and planning of the company's development and for the Regulators in the choice of means to stimulate development of the industry. Also, this information allows adjusting the partnership between DU and customers. There are benchmarking methods for the DU economic activity. However, the implementation of all objectives is necessary to assess the technical efficiency of the utilities methodology, for ensuring power supply reliability and power quality (PQ) within the acceptable limits. At this moment, there are no methods of the utilities efficiency benchmarking in terms of ensuring the power quality standard limits. Methods of creating weight efficiency indicators in terms of power quality factored in the type of power quality instrumental control. The benchmarking regional networks are applied on the voltage level of 0.38 kV for customers, factored in consumed power in the on-peak and off-peak conditions. The proposed methods of DU analysis demonstrated preliminary results. These methods are based on the different sort of statistical evaluation of power quality level for consumers. The methods allow comparing between different networks together, identifying strong and weak points of the company in the field of PQ, and assessing the potential for efficiency gains.

*Keywords: power quality, distribution networks, efficiency, benchmarking.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Опыт инструментального обследования качества электроэнергии (КЭ) в электрических сетях 0,38 – 500 кВ, показывает, что чаще всего нарушения нормативных требований фиксируются в распределительных сетях 110 кВ и ниже. Это объясняется большой протяженностью распределительных сетей, высокой степенью износа оборудования, а также их низкой наблюдаемостью и автоматизацией.

Эксплуатацию и развитие данных сетей осуществляют распределительные сетевые компании (РСК). Следовательно, эффективность сетей зависит от политики РСК. Эффективная электросетевая компания – это компания, осуществляющая безопасную и бесперебойную передачу электрической энергии (ЭЭ) надлежащего качества при минимальных издержках.

Для обеспечения качества электроэнергии применяются методические, технические и организационные мероприятия. Указанные группы мероприятий различаются по

объему необходимых затрат материальных и человеческих ресурсов и результату - эффекту, оказываемому на электромагнитную обстановку в распределительных сетях. В связи с этим целесообразно разработать инструмент, позволяющий оценить эффективность распределительных сетевых компаний в части обеспечения качества электроэнергии.

Решение данной задачи осуществляется в два этапа: на первом этапе необходимо разработать интегральный показатель или показатели, характеризующие способность РСК к обеспечению КЭ, на втором – разработать методику сравнительного анализа РСК с учетом данного показателя, операционных и капитальных затрат, а также индивидуальных технических характеристик сети, климатических особенностей эксплуатации и др.

## II. ИНТЕГРАЛЬНАЯ ОЦЕНКА КЭ В СЕТИ

На первом этапе, при формировании интегрального показателя характеризующего КЭ в сети целесообразно основываться на существующей нормативной базе – ГОСТ 32144-2013 [1]. Однако стандарт характеризует КЭ в конкретной точке измерений, а для интегральной оценки КЭ в сети необходимо учитывать КЭ у всех обслуживаемых потребителей. Для этого, в первую очередь нужно оценить общее количество потребителей подключенных к сетям и количество потребителей с неудовлетворительным КЭ. Согласно международной практике [2], расчет количества потребителей в сети можно проводить на основе:

- договорной или номинальной мощности потребителей,
- мощности распределительных трансформаторов,
- количества точек поставки ЭЭ,
- годового потребления ЭЭ.

Чтобы выявить из общего числа потребителей тех, у которых КЭ не соответствует нормам ГОСТ, необходимо провести анализ КЭ в сети. Анализ осуществляется либо путем внедрения и эксплуатации систем мониторинга качества электроэнергии [3], что весьма эффективно, но дорого, либо по результатам документального обследования и периодического инструментального контроля КЭ. На основе полученных данных формируется математическая модель электрической сети, и проводится анализ показателей продолжительных изменений характеристик напряжения в сети на соответствие нормам ГОСТ. Таким образом, мы получаем информацию о количестве потребителей, испытывающих недопустимые отклонения ПКЭ.

С учетом количества потребителей и качества поставляемой им ЭЭ, возможно формирование интегральной оценки КЭ в сети на основе методов описательной статистики. Применение статистических методов позволяет оценить средние значения ПКЭ в сети, коэффициент вариации, 95%-й процентиль, процент потребителей, испытывающих недопустимые отклонения ПКЭ.

В качестве примера рассмотрим применение методов описательной статистики для интегральной оценки отклонения напряжения, т.к. данный ПКЭ в большей степени зависит от РСК и оказывает существенное влияние на эффективность работы конечного электроприемника, в нескольких районных электрических сетях.

В таблице 1 приведены результаты оценки количества точек, в которых уровень напряжения не соответствует нормативным требованиям, у потребителей на шинах 0,38 кВ, с учетом полной потребляемой мощности, для режимов наибольших и наименьших нагрузок.

Расчет проведен на основе математического моделирования для расчета установившихся режимов сети. Рассматриваемая модель была сформирована и верифицирована по результатам документального обследования и инструментального контроля КЭ в исследуемой сети [4]. Количество потребителей рассчитано по полной мощности.

Таблица 1. РАСЧЕТЫ СТАТИСТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НАПРЯЖЕНИЯ

Сети показатели	Режим наименьших нагрузок	Режим наибольших нагрузок
РЭС 1	0 %	0 %
РЭС 2	1,17 %	0 %
РЭС 3	7,03 %	0 %
РЭС 4	14,1 %	0 %
РЭС 5	73,04 %	36,28 %

Таким образом, мы можем оценивать электрические сети по способности обеспечивать качество передаваемой потребителям электроэнергии. Однако при этом необходимо учитывать индивидуальные характеристики РСК, такие как технические характеристики и климатические условия эксплуатации оборудования сети, капитальные и операционные издержки, количество персонала и др.

## III. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РСК

Традиционно в международной практике сравнительный анализ, так называемый бенчмаркинг, эффективности РСК проводится при формировании политики регулятора естественных монополий электроэнергетики для расчета тарифа на передачу электроэнергии [5-6].

Одним из наиболее популярных методов сравнительного анализа сложных экономических систем является анализ среды функционирования (DEA) [7]. Метод DEA удобен выбором входных и выходных переменных, задаваемых в виде векторов, отсутствием необходимости выбора закона распределения эффективности и случайной ошибки, использованием одного интегрального показателя эффективности [8], также при использовании метода DEA не требуется информация о типе поведения компании [9]. Рассмотрим возможности данного метода для сравнительного анализа эффективности РСК с учетом КЭ.

Суть рассматриваемого подхода состоит в исследовании сложного объекта с множеством «входов» (затрачиваемых ресурсов) и «выходов» (полезный эффект) и анализе его деятельности в окружающей среде функционирования – сравнение с другими объектами исследования [10]. В качестве «входов» и «выходов» модели как правило используются такие характеристики РСК, как количество передаваемой энергии, количество потребителей, длина ЛЭП, мощность трансформаторов, максимальная нагрузка, операционные и капитальные издержки, издержки на оплату труда [9]. Входные и выходные пара-

метры, используемые для DEA-анализа РСК разных стран, приведены в таблице 2. Также в ряде работ [11-13] отмечается необходимость учета показателей надежности и качества электроэнергии.

Таблица II. ВХОДНЫЕ И ВЫХОДНЫЕ ПАРАМЕТРЫ, ИСПОЛЗУЕМЫЕ ДЛЯ DEA-АНАЛИЗА

Переменная	Входная	Выходная
Количество переданной энергии	2	12
Количество потребителей	1	11
Длина ЛЭП	11	4
Мощность трансформаторов	11	1
Площадь обслуживания	2	6
Максимальная нагрузка	1	4
Количество закупленной энергии	2	
Потери в сетях	4	
Издержки на оплату персонала	15	
Операционные издержки	7	
Административные издержки	2	
Капитальные издержки	5	

Сравнительный анализ с помощью метода DEA сводится к решению оптимизационной задачи:

$\min \theta$  при ограничениях:

$$\sum X_j \lambda_j \leq X_0$$

$$\sum Y_j \lambda_j \geq Y_0$$

$$\lambda_j \geq 0, j = 1, \dots, n,$$

где  $\theta$ -коэффициент эффективности,  $X_j$  и  $Y_j$  – входные и выходные параметры  $j$ -го объекта соответственно,  $X_0$  и  $Y_0$  – входные и выходные параметры исследуемого объекта.

Таблица II. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СЕТЕЙ DEA-МЕТОДОМ С 2 ВХОДНЫМИ И 1 ВЫХОДНЫМ ПАРАМЕТРАМИ

Сети хар-ки	Стр, кВА	L, км	Потреб. с неуд. КЭ, %	$\theta$	Ранг
РЭС 1	7700	17,37	0%	1	1
РЭС 2	4488	31,72	1,17%	1	1
РЭС 3	5683	49,81	7,03%	0,7429	2
РЭС 4	9416	32,97	14,1%	0,5952	3
РЭС 5	6042	43,38	73,04%	0,2026	4

Для проверки работоспособности метода DEA в решении задачи сравнительного анализа эффективности РСК с учетом КЭ, были проведены расчеты эффективности для рассмотренных ранее сетей. В таблице 3 приведены результаты расчета DEA-модели с 2 входными параметрами – суммарная мощность распределительных трансформаторов и суммарная длина линий 6-10 кВ, и 1 выходным

параметром – процент потребителей с уровнем напряжения не соответствующем нормативным требованиям.

В таблице 3 приведены результаты расчета оптимизационной модели DEA-методом и результаты сравнительного анализа РЭС. Расчеты проведены в программном комплексе Matlab. Выбор входных и выходных параметров расчетной оптимизационной модели ограничивался возможностями DEA-метода (количество параметров модели должно быть много меньше количества исследуемых объектов) и наличием информации о сетях.

Как видно из табл. 3, DEA-метод может служить инструментом при проведении бенчмаркинга распределительных сетевых компаний.

#### IV. ВЫВОДЫ

Предложенные методы анализа РСК по способности обеспечения КЭ на основе различных форм статистической оценки КЭ у потребителей демонстрируют предварительные результаты, позволяющие сравнивать сети между собой, выявлять слабые и сильные места компании в области обеспечения КЭ, оценивать потенциал повышения эффективности. Для проведения сравнительного анализа сложных экономических объектов, таких как распределительные сетевые компании, существует ряд методов, наиболее удобным из которых является DEA-метод. Указанный метод позволяет проводить сравнительный анализ РСК с учетом технических характеристик и климатических условий эксплуатации оборудования сети и финансовых издержек компании.

#### Список литературы

- [1] ГОСТ 32144-2013. «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.» Стандартинформ, Москва, 2014.
- [2] IEEE Std. 1366-2012. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. Revision of IEEE Std. 1366-2003. 2012. 43 pp.
- [3] В.С. Березовский, В.Н. Тульский, Б.В. Олексюк. Исследование структур систем мониторинга качества электроэнергии с учетом зарубежного опыта // VI Международная научно-техническая конференция Электроэнергетика глазами молодежи. Россия, Иваново. 2015. т. 2. С. 439-442.
- [4] V.N. Tulsy, A.S. Vanin, M.A. Tolba, A.Y. Sharova, A.A. Zaki Diab. 2016 IEEE NW Russia Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering Conference // Study and Analysis of Power Quality for an Electric Power Distribution System– Case Study: Moscow Region. St.Petersburg, Russia. 2016.
- [5] Ю.В. Гнездова, Ю.А. Романова. Принципы организации системы регулирования управлением коммунального обслуживания за рубежом. // Управление экономическими системами. 2012. № 2.
- [6] T. Jamasba, M. Pollitt. International benchmarking and regulation: an application to European electricity distribution utilities // Energy Policy. 2003. No. 31. pp. 1609–1622.
- [7] M. Farsi, A. Fetz, M. Filippini. Benchmarking and Regulation in the Electricity Distribution Sector. 54th ed. Center for Energy Policy and Economics. Swiss Federal Institutes of Technology., 2007.
- [8] А.А. Новожилов. Модифицированный метод оценки сравнительной эффективности предприятий в подсистеме мониторинга АСУП. Красноярск: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. тех. наук (05.13.06), 2011.

- [9] Кияшко Ю., Цаплин В. Определение фактора эффективности (X-фактора) (предварительные результаты) // Заседание Комитета по тарифам и ценообразованию ЭРРА, Варшава. 2006.
- [10] В.Е. Кривоножко, А.В.Лычев. Анализ деятельности сложных социально-экономических систем. Москва: МАКС Пресс, 2010.
- [11] C. Cambini, E. Fumagalli, A. Croce. 9th International Conference on the European Energy Market, EEM 12 // Output-based incentive regulation: Benchmarking with quality of supply in electricity distribution. 2012.
- [12] Y.K. Bichpuriya, P.V. Navalkar, S.A. Soman. IET Conference on Reliability of Transmission and Distribution Networks (RTDN 2011) // Benchmarking of reliability indices for electricity distribution utilities: approach and discussion. 2011.
- [13] S.T. Elphick, V.J. Gosbell, R. Barr. Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC 2004) // Reporting and Benchmarking Indices for Power Quality Surveys. Brisbane, Australia. 2004. pp. 26-29 September.

# Факторный анализ потребления топливно-энергетических ресурсов промышленными предприятиями

А.А. Тупикина

Новосибирский государственный технический университет  
Новосибирск, Россия  
tupikina.aa@mail.ru

При разработке мероприятий по повышению энергоэффективности большое значение имеет учет факторов, оказывающих влияние на энергопотребление. В статье приведены результаты анализа факторов, влияющих на энергопотребление промышленных предприятий Новосибирской области, выполненного на основании официальных статистических данных. Рассмотрены наиболее значимые факторы, оказывающие влияние на энергопотребление промышленности, определен характер их влияния, составлена факторная модель, описывающая зависимость энергопотребления от выделенных факторов. Определены возможности применения результатов анализа при разработке мероприятий по повышению энергоэффективности в промышленности с ориентацией на факторы, воздействие на которые возможно и целесообразно.

*Ключевые слова: энергосбережение, повышение энергетической эффективности, потребление топливно-энергетических ресурсов, факторный анализ.*

## Factor analysis of consumption of energy resources of industrial enterprises

A.A. Tupikina

Novosibirsk State Technical University  
Novosibirsk, Russian Federation  
tupikina.aa@mail.ru

In the development of energy efficiency measures is very important consideration factors affecting energy consumption. The results of the analysis of the factors influencing the power consumption of the industrial enterprises of the Novosibirsk region formed on the basis of official statistics presented in the article. Are considered the most significant factors affecting the energy industry, defined the nature of their influence, drawn factor model describing the dependence of energy on extracted factors. Possibilities of application of analysis results in the development of energy efficiency measures in the industry with a focus on the factors that impact on the possible and appropriate.

*Keywords: energy saving, energy efficiency, the consumption of fuel and energy resources, factor analysis.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Актуальность проблемы повышения энергетической эффективности российской экономики в настоящее время не вызывает сомнений. Анализ индикаторов энергетической эффективности [1] показывает, что одной из наиболее перспективных сфер в данной области является промышленность, обладающая существенным потенциалом энергосбережения (24 % общего потенциала) и являющаяся наиболее крупным потребителем топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) в стране (более 40 % потребления).

Привлекательность промышленности в качестве объекта повышения энергетической эффективности обуславливает выбор промышленных предприятий в качестве объекта исследования.

При разработке мероприятий по повышению энергоэффективности большое значение имеет учет факторов, оказывающих влияние на энергопотребление. Сложность

заключается в выборе наиболее значимых факторов, а также учете характера их влияния на энергопотребление.

Целью данной работы является проведение факторного анализа потребления ТЭР промышленными предприятиями, позволяющего оценить влияние различных факторов и сделать выводы о наиболее перспективных путях повышения энергетической эффективности промышленности.

### II. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

В качестве объекта исследования для проведения факторного анализа энергопотребления выбрана Новосибирская область (НСО), являющаяся регионом с существенной долей промышленного производства в общем объеме ВРП (порядка 18 %, 147,9 млрд руб. [2]).

Характерной чертой промышленного производства НСО является широкая дифференциация по отраслям (табл. 1).



Таблица I. СТРУКТУРА ПРОМЫШЛЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА  
в НСО в 2014 г. [2]

Отрасль	Доля в объеме отгруженной продукции, % (2013 г.)
Производство пищевых продуктов	22,5
Производство и распределение э/э, газа и воды	17,8
Производство машин и оборудования	11,9
Добыча полезных ископаемых	10,6
Прочие виды обрабатывающих производств	37,1

Наибольшую долю в промышленном производстве НСО имеет пищевая промышленность, представленная такими крупными компаниями, как «Вимм-Билль-Данн», Соса-Солa, «Юнимилк» и др. Среди крупных предприятий машиностроительной отрасли НСО можно выделить завод им. Чкалова (филиал ПАО «Сухой»), ПАО «Элсиб», отрасль энергетики представлена компаниями «СибЭКО» и «РусГидро».

Для упрощения модели при анализе влияния структуры на потребление ТЭР были рассмотрены 3 укрупненных сектора промышленности – добыча полезных ископаемых (10,6 %), обрабатывающая промышленность (71,6 %), производство и распределение электроэнергии, газа и воды (17,8 %).

В структуре потребления энергоресурсов НСО преобладает природный газ (рис. 1). Также весомые доли занимают электрическая и тепловая энергия и уголь. Данные виды ресурсов рассматривались при расчете средней цены на энергоресурсы по региону.

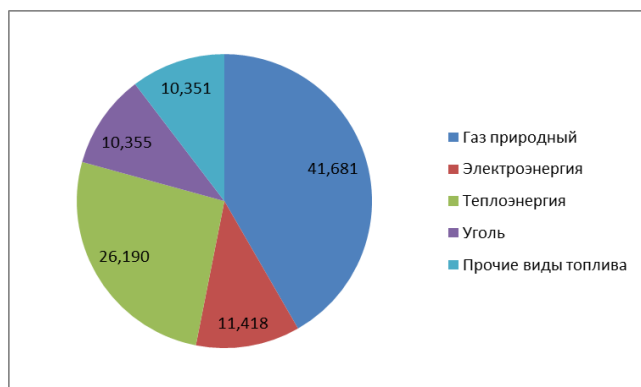


Рис. 1. Структура потребления ТЭР Новосибирской области в 2013 г., %

Динамика потребления ТЭР НСО представлена на рис. 2.

Исходя из рис. 2, можно сделать вывод, что динамика потребления энергоресурсов НСО характеризуется общей тенденцией к снижению (в среднем на 10 % в год). Наиболее серьезное повышение энергопотребления наблюдается в период с 2010 по 2012 гг., а также в 2007 г. Для понимания причин данных явлений необходимо более подробно рассмотреть действие различных факторов на потребление.

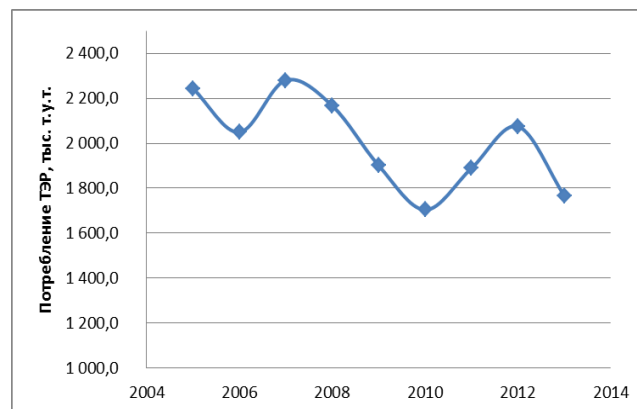


Рис. 2. Динамика потребления ТЭР Новосибирской области

### III. АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ОКАЗЫВАЮЩИХ ВЛИЯНИЕ НА ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЭР ПРОМЫШЛЕННЫМИ ПРЕДПРИЯТИЯМИ

Выявление факторов, оказывающих влияние на энергопотребление объекта, и определение характера их влияния представляет интерес как инструмент управления потреблением, планированием и прогнозированием. Использование факторного анализа позволяет решить следующие задачи:

- определение причин изменений в энергопотреблении;
- прогнозирование энергопотребления с учетом изменений внешней среды или внутренних факторов работы предприятия;
- планирование и прогнозирование эффектов, полученных в результате мероприятий по повышению энергетической эффективности;
- устранение влияния различных факторов на энергопотребление с целью сравнения величин энергопотребления за разные периоды.

Многоцелевое использование факторного анализа обуславливает интерес к данному инструменту среди исследователей.

В настоящее время наиболее часто встречаются исследования зависимости энергопотребления (в том числе и промышленных предприятий), представленные моделями парной регрессии, что связано с простотой проведения такого рода анализа и наглядностью. В качестве действующего фактора рассматривается климатический фактор (температура) [3, 4] или объемный фактор (ВВП, ВРП, объем выпуска и т.д.) [5]. Следует отметить, что зависимость потребления от температурного фактора имеет смысл рассматривать в основном для отдельных предприятий или регионов, так как на объектах большого масштаба температурный фактор, как правило, теряет свою информативность в связи с различием в климатических условиях.

В настоящее время наиболее подробными исследованиями факторов, оказывающих влияние на энергопотребление, занимаются специалисты Центра по эффективному использованию энергии (ЦЭНЭФ) [6, 7]. Данные исследования отличаются многофакторностью моделей энергопотребления (рассматривается порядка 4-6 факторов), дифференциацией по сферам хозяйственной деятельности

(имеются исследования потребления ТЭР России в целом, а также сфер промышленности, ЖКХ и транспорта) и по регионам. Однако, при наличии подробных выводов о действии различных факторов на энергопотребление, в опубликованных результатах исследований, как правило, не приводится вид факторных моделей, соответственно не представляется возможным сделать вывод о том, каким образом было получено значение того или иного фактора и оценено его влияние на потребление.

Таким образом, проведение факторного анализа промышленности НСО целесообразно с точки зрения получения модели, которая могла бы достоверно описывать зависимость потребления промышленных объектов от набора факторов и применяться в последствии для различных типов объектов.

На основании анализа существующих исследований в области повышения энергоэффективности, а также корреляционного анализа были выделены перечисленные ниже основные факторы, имеющие значимое влияние на потребление ТЭР:

- $x_1$  – индекс промышленного производства, %;
- $x_2$  – степень износа основных производственных фондов, %; является альтернативой фактору «энергоёмкость оборудования», более прост в определении (представляет собой средневзвешенную оценку степени износа основных фондов по отдельным отраслям);
- $x_3, x_4$  – структура промышленного производства, представленная двумя факторами – долями добывающих и обрабатывающих отраслей в общем объеме валовой добавленной стоимости промышленности, %;
- $x_5$  – средняя цена на энергоресурсы в регионе, руб./т.у.т.; представляет собой средневзвешенную цену по 4 основным типам энергоресурсов, представленных на рис. 1;
- $x_6$  – средняя температура отопительного периода, °С; в связи с тем, что существенную долю в потреблении занимает тепловая энергия на нужды отопления, средняя температура отопительного сезона рассматривается в качестве одного из факторов (продолжительность отопительного сезона по НСО принята с сентября по май).

В качестве источника информации по потреблению энергоресурсов и значениям рассматриваемых факторов использовались официальные статистические данные [2, 8, 9] за 2005 – 2013 гг. Для количественной оценки объемов потребления ТЭР промышленными предприятиями был использован единый топливно-энергетический баланс НСО.

Расчет коэффициентов корреляции (табл. 2) показал, что большинство выделенных факторов находится в связи с результирующим показателем.

Таблица II. Коэффициенты корреляции между потреблением ТЭР ( $y$ ) и выделенными факторами ( $x_i$ )

Фактор	$x_1$	$x_2$	$x_3$	$x_4$	$x_5$	$x_6$
$r_{xy}$	0,32	0,3	0,63	0,4	-0,76	0,49

В качестве модели, описывающей зависимость между потреблением ТЭР и обозначенными факторами, была выбрана модель множественной линейной регрессии по следующим причинам:

- простота расчета неизвестных параметров модели;
- учет совокупного влияния факторов;
- возможность тиражирования модели на другие промышленные объекты разного масштаба.

Оценка параметров модели производилась с использованием пакета анализа данных Microsoft Excel.

В результате анализа была получена следующая модель:

$$y = -2342,25 + 29,03x_1 + 47,02x_2 + 151,04x_3 - 45,04x_4 + 0,15x_5 + 18,4x_6.$$

Коэффициент детерминации ( $R^2$ ) полученной модели равен 0,89, что позволяет сделать предположение о том, что модель адекватно описывает исходные данные.

На рис. 3 отображен вклад факторов в изменение потребления ТЭР промышленностью.

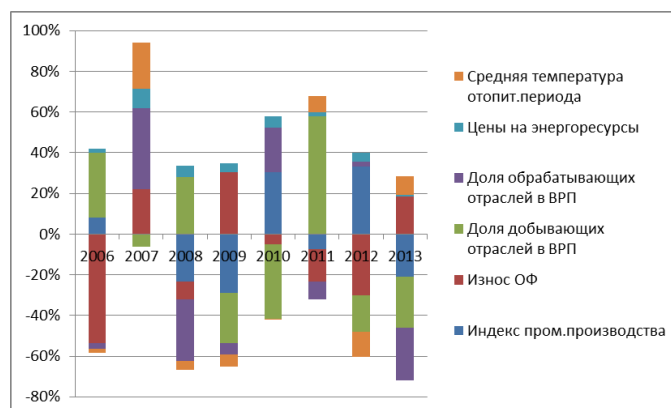


Рис. 3. Вклад факторов в динамику потребления ТЭР, тыс. т.у.т.

На рисунке видно, что наибольший вклад в изменение объема потребления ТЭР вносит износ основных фондов, несмотря на незначительные колебания данного фактора за последние 10 лет (средний уровень – 45 %). Износ основных фондов значительно снизился в 2006 г. по сравнению с 2005 г. (с 56,9 до 44,6 %), что повлияло на потребление ТЭР в сторону уменьшения. Исходя из этого, можно сделать вывод, что наиболее перспективными мероприятиями по повышению энергоэффективности промышленности являются мероприятия, направленные на обновление производственных фондов.

Взаимозависимость факторов структуры промышленного производства отражается на диаграмме разнонаправленным влиянием данных факторов на потребление. Наибольший вес структурные факторы имели в 2007 – 2008 гг., что можно связать с кризисными явлениями данного периода.

Теми же причинами можно объяснить снижение темпов роста промышленного производства в 2008 – 2009 гг., приводящее к снижению энергопотребления.

Наименьшее влияние на динамику потребления оказывает температурный фактор, однако при планировании

мероприятий по повышению эффективности использования тепловой энергии данный фактор не следует упускать из вида. Данный фактор наиболее существенное влияние на повышение энергопотребления оказал в 2007 г.

Самым неоднозначным по влиянию является фактор роста цен на энергоресурсы. Согласно коэффициенту корреляции (табл. 2), между данным фактором и потреблением ТЭР наблюдается существенная отрицательная зависимость. Однако оценки, полученные по построенной модели, не подтверждают данное положение (возможно, имеет место взаимное влияние с каким-либо из факторов). Тем не менее, прогноз цен на энергоресурсы является важной частью планирования результатов мероприятий по повышению энергетической эффективности.

#### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключение следует отметить, что полученная модель может быть применена на различных объектах промышленности – от регионального масштаба до конкретного промышленного предприятия. Основные различия в процессе адаптации данной модели к разным видам объектов будут заключаться в процессе получения данных по значениям описанных факторов и энергопотребления. В качестве рекомендаций по применению данной модели к различным объектам промышленного производства можно выделить следующее.

- В зависимости от наличия исходных данных и желаемой степени детализации структурный фактор данной модели можно рассматривать как по укрупненным группам, так и по отдельным отраслям промышленности или отдельным промышленным продуктам (если речь идет об анализе в рамках отдельно взятого предприятия).
- В зависимости от целей анализа и исследуемого объекта модель может быть дополнена новыми факторами; при внесении соответствующих изменений имеется возможность использовать данную модель для отдельных видов энергоресурсов.

Проведение факторного анализа энергопотребления позволяет выделить наиболее перспективные направления повышения энергетической эффективности промышленных предприятий путем разработки мероприятий в соответствии с набором факторов, действие которых характерно для конкретного проекта. Учет характера влияния данных факторов на потребление также необходим для

более точного прогнозирования эффектов, получаемых, например, при разработке и реализации проектов повышения энергоэффективности.

Дальнейшее развитие данного исследования заключается в апробации полученной факторной модели на промышленных объектах регионов с различной структурой промышленности, в частности с преобладанием определенных отраслей (например, добычи полезных ископаемых или тяжелой промышленности), а также в рассмотрении возможностей применения данной методики в процессе определения экономии ТЭР, возникшей в результате мероприятий по повышению энергоэффективности.

#### Список литературы

- [1] Тупикина А.А. Энергетическая эффективность Российской экономики: динамика показателей по ключевым секторам // Бизнес. Образование. Право. Вестник Волгоградского института бизнеса. – 2015. – № 2. – С. 219–223.
- [2] Регионы России. Социально-экономические показатели / Федеральная служба государственной статистики. – М., 2015. – 1268 с.
- [3] Томбасова А.А. Оценка зависимости режима электропотребления от отдельных факторов [Электронный ресурс] // Молодёжь и наука: Сб. матер. 7-й Всерос. науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых, посвященной 50-летию первого полета человека в космос. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2011. – URL: <http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2011/index.html>.
- [4] Поликарпова Т.И., Рубан Т.П. Оценка и пути совершенствования системы планирования потребления электроэнергии // Вестник КрасГАУ. – Красноярск, 2012. – Вып. 6. – С. 3–8.
- [5] Чернов С.С. Прогноз энергоёмкости ВВП России на 2020 и 2030 годы // Бизнес. Образование. Право. Вестник Волгоградского института бизнеса. – 2014. – № 3. – С. 93–97.
- [6] Башмаков И.А., Мышак А.Д. Российская система учета повышения энергоэффективности и экономии энергии. – М., 2012. – 81 с.
- [7] Башмаков И.А. Анализ динамики энергоёмкости валового регионального продукта города Москвы за период 2000 – 2009 годов [Электронный ресурс] / ЦЭНЭФ. – URL: [www.cenef.ru/file/FMoscow.pdf](http://www.cenef.ru/file/FMoscow.pdf).
- [8] Промышленность России / Федеральная служба государственной статистики. – М., 2014.
- [9] Статистика погоды Новосибирской области [Электронный ресурс] // Статистика городов России. – URL: [https://www.atlas-yakutia.ru/weather/stat\\_weather\\_296340.php](https://www.atlas-yakutia.ru/weather/stat_weather_296340.php).

# Оценка уровня надежности Выборгской преобразовательной подстанции с использованием программного комплекса «DoRI\_CL»

Г.В. Чекан<sup>1</sup>, О.В. Сулова<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»

Иваново, Россия

<sup>2</sup>ОАО «НТЦ ЕЭС»

Санкт-Петербург, Россия

w-308@yandex.ru

В настоящее время снова приобретает актуальность технология передачи электроэнергии с использованием передач и вставок постоянного тока. Для вновь проектируемых и вводимых в эксплуатацию объектов целесообразно проводить расчеты для оценки предполагаемого уровня надежности. Выборгская преобразовательная подстанция является одним из немногих построенных еще в советское время объектов постоянного тока, который находится в эксплуатации более 35 лет, что позволило собрать актуальную статистическую базу параметров потоков отказов и восстановлений ее отдельных элементов. Процесс расчета показателей надежности весьма трудоемкая задача, поэтому для ее решения целесообразно использовать специализированный программный комплекс, в качестве которого был выбран авторский программный продукт «DoRI\_CL». Методом исследования являлось математическое моделирование с использованием теорий графов, марковского моделирования, а также модифицированного топологического метода. Выполнены расчеты показателей надежности для Выборгской преобразовательной подстанции с использованием актуальных и достоверных параметров потоков отказов и восстановлений, собранных более чем за тридцатилетний опыт эксплуатации. Проведена оценка фактического уровня надежности оборудования подстанции. Достоверность результатов подтверждена использованием двух различных методов расчета, реализованных в авторском программном комплексе, который может быть рекомендован к использованию в научно-исследовательских работах и перспективных проектах в области электроэнергетики.

*Ключевые слова:* программный комплекс, вставка постоянного тока, граф, надежность, комплексные показатели надежности.

## Estimation of reliability level of Vyborg converter substation with use of the program complex «DoRI\_CL»

Georgij Chekan<sup>1</sup>, Ol'ga Suslova<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Ivanovo State Power Engineering University

Ivanovo, Russian Federation

<sup>2</sup>JSC «Scientific and Technical Center of Unified Power System»

Saint-Petersburg, Russian Federation

w-308@yandex.ru

HVDC System already widely used in electric power systems all over the world. The reliability evaluation of HVDC system is very important, both for the design and operation stages of HVDC system. Vyborg converter substation has been in operation for over 35 years, which had enabled to get relevant statistical parameter of failure and repair flows and of its individual units. The reliability evaluation is rather time-consuming task, it is reasonable to use a specialized software package to solve it. The author's software product «DoRI\_CL» was chosen to solve this problem. Research technique was mathematical modelling with use of graph theory, Markov modeling, and also the modified topological method. The reliability evaluation of Vyborg converter substation with use of actual and reliable parameters of failure and repair flows for more than for thirty-year field experience was fulfilled. The estimation of actual level of reliability of the equipment of substation is made. The reliability of results is confirmed by using two different methods of calculation implemented in author's software product. This software product can be recommended for use in scientific research and future projects in electric power industry.

*Keywords:* program complex, high voltage direct current link, flow chart, reliability, reliability indexes.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Целью данной работы является оценка фактического уровня надежности Выборгской выпрямительно-инверторной подстанции (ВИП), крупнейшей в мире

вставки постоянного тока (ВПТ). Она включает в себя 4 комплектных высоковольтных преобразовательных устройства (КВПУ) мощностью 350 МВт каждое, а ее суммарная мощность составляет свыше 1 400 МВт [1].

Упрощенная схема электрических соединений Выборгской ВИП [1] представлена на рис. 1.

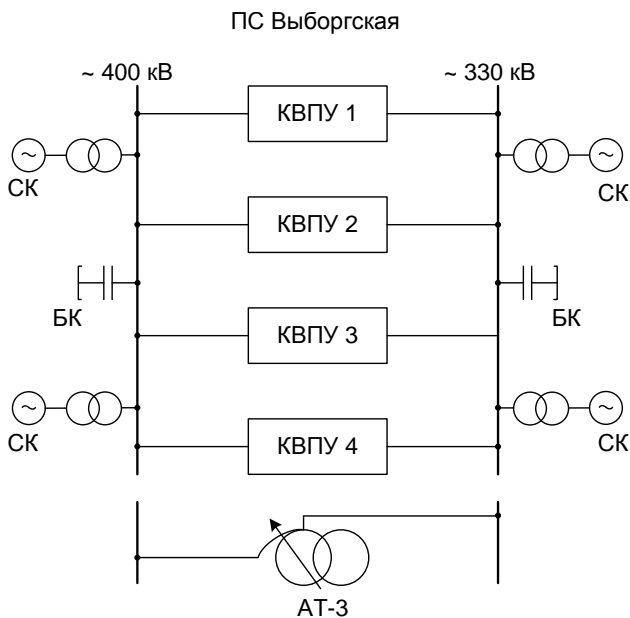


Рис. 1. Упрощенная схема электрических соединений Выборгской ВИП

Выборгская ВИП была построена в 1980 г., а в 2000 г. для увеличения пропускной способности был введен в эксплуатацию 4-й преобразовательный блок мощностью 350 МВт. В настоящее время часть основного оборудования преобразовательной подстанции исчерпала свой ресурс и требует замены. Возможна установка КВПУ большей мощности с использованием современного оборудования. В связи с этим становится актуальной задача оценки надежности Выборгской ВИП, как одного из критериев эффективности ее функционирования.

## II. СТРУКТУРА И ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ВЫБОРГСКОЙ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Ранее было отмечено, что схема Выборгской ВИП включает в себя четыре блока КВПУ, каждый из которых состоит из целого набора элементов. Для большей наглядности схема блока КВПУ представлена на рис. 2, из которого видно, что, кроме выпрямительно-инверторной группы (ВМ), в состав каждого КВПУ входят два преобразовательных трансформатора (ТР), два разделяющих реактора (L), а также набор фильтров высших гармоник и батарей конденсаторов (БК), подключенных на номинальное напряжение 38,5 кВ.

Кроме блоков КВПУ, к основному оборудованию подстанции, непосредственно влияющему на уровень надежности, можно отнести синхронные компенсаторы (СК) и высоковольтные батареи конденсаторов (БК), подключенные к шинам 330 и 400 кВ (рис. 1).

Отказ одного из двух СК на стороне 330 (400) кВ не приводит к ограничению пропускной способности ВИП. Также на подстанции установлена группа автотрансформаторов (АТ-3), которая позволяет сохранить требуемый объем передаваемой электроэнергии в случае выхода из строя одного из блоков КВПУ.

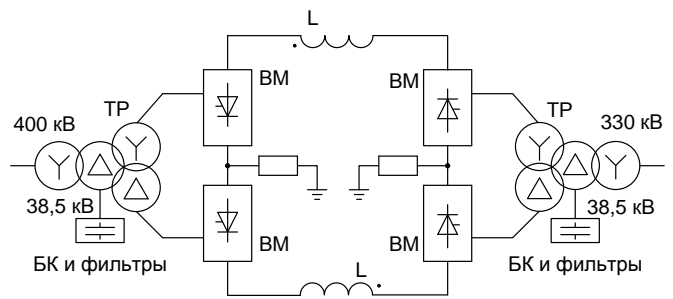


Рис. 2. Блок КВПУ Выборгской ВИП

При рассмотрении работы Выборгской ВИП было принято, что в нормальном режиме подстанция остается работоспособной, т.е. может осуществлять заявленный объем электропередачи в случае функционирования 3 из 4 блоков КВПУ, когда автотрансформатор (АТ-3) находится в работе, и в случае работы всех 4 блоков КВПУ, когда произошел отказ автотрансформатора либо он выведен в плановый ремонт.

Стоит отметить, что, несмотря на сложность схемы соединения и разнообразие оборудования, входящего в состав блока КВПУ, с позиции надежности его можно рассматривать как последовательное соединение элементов. Это обусловлено тем, что отказ любого компонента блока КВПУ приводит к отказу всего блока. Данная особенность будет учтена в дальнейшем, при расчете эквивалентных потоков отказов для блока КВПУ.

## III. РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ ВЫБОРГСКОЙ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Задача оценки надежности любого сложного энергетического объекта требует разработки специальной математической модели, в которой будет учтена его специфика, и Выборгская ВИП не является исключением. В настоящей работе выбран подход, предполагающий использование «пространства состояний». На его основе строится направленный граф всех состояний, в которых может находиться рассматриваемая система, и учитываются интенсивности переходов из одного состояния в другие: потоки отказов ( $\lambda$ ) и восстановлений ( $\mu$ ). Расчеты показателей надежности вручную весьма громоздки, поэтому для более рационального решения задачи был выбран авторский программный комплекс «DoRI\_CL» [2]. Данный программный продукт позволяет моделировать «пространство состояний» рассматриваемого объекта и находить решение с помощью двух различных методов. Один из них предполагает использование марковского моделирования [3], а вторым является предложенный автором модифицированный топологический метод [4].

Финальная вероятность для  $i$ -го состояния с использованием топологического метода определяется как [3]:

$$P^{(i)} = \frac{B_{mi}}{\sum_{i=1}^n B_{mi}}, \quad (1)$$

где  $n$  – число узлов графа;  $B_{mi}$  – произведение интенсивностей переходов из всех крайних свободных узлов в узел, соответствующий  $i$ -му состоянию системы, при перемещении в направлении стрелок.

С использованием упомянутого выше программного комплекса была создана математическая модель (граф переходов и состояний) для оценки надежности Выборгской ВИП (рис. 3).

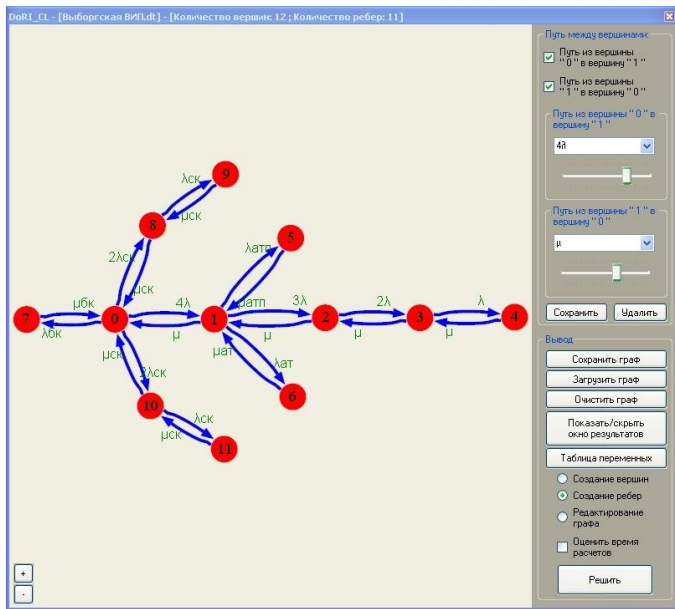


Рис. 3. Математическая модель для оценки надежности Выборгской ВИП

Математическая модель, представленная на рис. 3, включает в себя следующие состояния:

- 0 – все блоки КВПУ и автотрансформатор АТ-3 в работоспособном состоянии;
- 1 – отказ любого блока КВПУ, АТ-3 в работоспособном состоянии;
- 2, 3, 4 – одновременный отказ двух, трех и четырех блоков КВПУ, АТ-3 в работоспособном состоянии;
- 5 – наложение отказа блока КВПУ на плановый ремонт АТ-3;
- 6 – одновременный отказ блока КВПУ и АТ-3;
- 7 – отказы высоковольтных БК;
- 8 – отказ одного СК на шинах 400 кВ;
- 9 – отказ двух СК на шинах 400 кВ;
- 10 – отказ одного СК на шинах 330 кВ;
- 11 – отказ двух СК на шинах 330 кВ.

В математической модели, учитывающей особенности функционирования Выборгской ВИП, рабочими являются:

- состояние, в котором все оборудование исправно (0);
- состояния, в которых происходит отказ «дублирующего» оборудования, в частности одного блока КВПУ (1) и одного СК (8, 10).

Остальные состояния наступают внезапно, при этом в большей или меньшей степени ограничивают пропускную способность подстанции [1]. К этим состояниям относятся одновременный отказ более чем одного из блоков КВПУ

(2 – 4), наложение отказа блока КВПУ на плановый ремонт (5) или отказ АТ-3 (6), а также отказы двух СК на шинах 330(400) кВ (9, 11) и высоковольтных БК (7). Данные состояния считаются «аварийными».

#### IV. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ВЫБОРГСКОЙ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Первым этапом расчета служит определение эквивалентного потока отказов ( $\lambda$ ) для блока КВПУ. Ранее было отмечено, что оборудование блока с позиции надежности представляет собой последовательное соединение элементов. Исходя из этого, эквивалентный поток отказов может быть рассчитан по следующей формуле [3]:

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i. \quad (2)$$

Исходные данные для расчета предоставлены специалистами ОАО «НИИПТ» и приведены в табл. 1.

Таблица I. ПАРАМЕТРЫ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ БЛОКА КВПУ

Наименование оборудования	Частота отказов $\lambda$ , год <sup>-1</sup>
Преобразовательный трансформатор	0,107
Вентильное оборудование КВПУ	0,929
Реактор	0,0715
Конденсаторные установки (38,5 кВ)	1,143

Подставив в (2) данные из табл. 1, получаем

$$\lambda = 2 \cdot 0,107 + 0,929 + 2 \cdot 0,0715 + 1,143 = 2,429 \text{ год}^{-1}.$$

Наиболее частой причиной отказа оборудования КВПУ является течь в системе охлаждения вентилях, поэтому среднее время восстановления принято для случая ликвидации этого повреждения. По эксплуатационным данным оно составило 3 ч. С учетом этого, потоки отказов и восстановлений оборудования ВИП сведены в табл. 2.

Таблица II. ПАРАМЕТРЫ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ ВИП

Наименование оборудования (потоки отказов, восстановлений)	Частота отказов $\lambda$ , год <sup>-1</sup>	Время восстановления $T_v$ , ч; $\mu$ , год <sup>-1</sup>	
Эквивалентный блок КВПУ ( $\lambda$ , $\mu$ )	2,429	3	2920
Синхронный компенсатор ( $\lambda_{СК}$ , $\mu_{СК}$ )	0,9465	10	876
Конденсаторные установки ВН ( $\lambda_{БК}$ , $\mu_{БК}$ )	0,357	36	243,333
АТ-3* ( $\lambda_{АТ}$ , $\mu_{АТ}$ )	0,041	74	118,4

\* Для автотрансформаторов, кроме аварийных отказов, необходимо учесть плановое обслуживание, соответственно  $\lambda_{АТП} = 1 \text{ год}^{-1}$ ,  $\mu_{АТП} = 292 \text{ год}^{-1}$ .

Сформированные исходные данные были занесены в разработанную математическую модель (рис. 3), с помощью которой в программном комплексе «DoRI\_CL» определены комплексные показатели надежности Выборгской ВИП. Метод, использующий марковское моделирование, подразумевает составление системы уравнений, для программной реализации решения которой был использован метод Гаусса. Решение задачи с использованием модифи-

цированного топологического метода подразумевает составление выражений для определения финальных вероятностей каждого состояния. Соответственно финальная вероятность для  $i$ -го состояния была определена по (1).

Коэффициент готовности ( $K_r$ ) и вероятность отказа ( $Q$ ) могут быть рассчитаны по следующим формулам:

$$K_r = P_0 + P_1 + P_8 + P_{10}; \quad (3)$$

$$Q = 1 - K_r. \quad (4)$$

Вероятности нахождения системы в указанных состояниях ( $P_0 - P_{11}$ ), а также  $K_r$  и  $Q$ , рассчитанные по (3), (4) с использованием различных методов сведены в табл. 3.

Таблица III. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ВИП

Расчетная величина	Метод марковского моделирования	Модифицированный топологический метод
$P_0$	9,909408433370E-001	9,909408433370E-001
$P_1$	3,297253847213E-003	3,297253847213E-003
$P_2$	8,228455063234E-006	8,228455063234E-006
$P_3$	1,368966941685E-008	1,368966941685E-008
$P_4$	1,138774212792E-011	1,138774212792E-011
$P_5$	1,129196523018E-005	1,129196523018E-005
$P_6$	1,141997733833E-006	1,141997733833E-006
$P_7$	1,453834379518E-003	1,453834379518E-003
$P_8$	2,141382438855E-003	2,141382438855E-003
$P_9$	2,313719724174E-006	2,313719724174E-006
$P_{10}$	2,141382438855E-003	2,141382438855E-003
$P_{11}$	2,313719724174E-006	2,313719724174E-006
$K_r$	9,985208620619E-001	9,985208620619E-001
$Q$	1,479137938051E-003	1,479137938051E-003

Погрешность при расчетах коэффициента готовности составила

$$\Delta K_r = \frac{K_{r\text{Мод}} - K_{r\text{Топол}}}{K_{r\text{Мод}}} \cdot 100 \% \approx 0 \%$$

Несмотря на то, что коэффициент готовности является комплексным показателем надежности, рекомендованным для объектов электроэнергетики, его использование ограничивается наглядностью восприятия результатов. Поэтому в дополнение к нему было рассчитано время наработки оборудования Выборгской ВИП до первого отказа. Этот комплексный показатель надежности является информативным и наглядным для более широкого круга специалистов и может быть рассчитан с использованием коэффициента готовности, полученного ранее, по следующей формуле [3]:

$$T_o = \frac{K_r}{1 - K_r} \cdot T_b, \quad (5)$$

где  $T_b$  – среднее время восстановления компонентов Выборгской ВИП, которое составило 8,649 ч:

$$T_o = \frac{0,99852086}{1 - 0,99852086} \cdot 8,649 = 5838,7 \text{ ч.}$$

Эти результаты соответствуют 1,5 отказам в год, что свидетельствует о достаточно высоком уровне надежности Выборгской преобразовательной подстанции.

## V. ВЫВОДЫ

1. В ходе проведенной работы была предложена математическая модель, реализованная в программном комплексе «DoRI\_CL», с помощью которой рассчитаны актуальные показатели надежности для Выборгской ВИП.

2. Исходными данными для расчетов послужили статистические сведения, собранные за годы эксплуатации оборудования преобразовательной подстанции.

3. Проведена оценка погрешности для расчетов коэффициента готовности, выполненных различными методами. Она показала практически полное совпадение результатов.

4. Время наработки оборудования Выборгской ВИП до первого отказа составило 1,5 года, что соответствует реальным данным. Это, в свою очередь, подтверждает достоверность выполненных расчетов.

## Список литературы

- [1] Балыбердин Л.Л., Гусаковский К.Б., Змазнов Е.Ю., Ложинова Н.Г. Электропередача Россия – Финляндия с ВПТ – этап в развитии техники постоянного тока // Известия НИИ постоянного тока. – 2010. – № 64. – С. 166–178.
- [2] Чекан Г.В., Лобанов М.А. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Расчет показателей надежности технических систем» (DoRI\_CL) № 2015611559. Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 30 января 2015 г.
- [3] Половко А.М., Гуров С.В. Основы теории надежности. – 2-е изд., перераб. и доп. – СПб.: БХВ – Петербург, 2006. – 704 с.
- [4] Чекан Г.В. Развитие топологического метода для комплексного подхода к определению показателей надежности технических систем // Вестник ИГЭУ / Ивановский государственный энергетический университет. – Иваново, 2014. – Вып. 5. – С. 51–57.

# Применение возобновляемых источников электроэнергии для питания собственных нужд нефтегазопроводов

И.Н. Шушпанов, Е.В. Уколова

Иркутский национальный исследовательский технический университет  
Иркутск, Россия  
ilis83@mail.ru, ukolovaevgenija@yandex.ru

Согласно требованиям по экологической безопасности, на нефтепроводах устанавливаются аварийные запорные задвижки. Данные задвижки имеют электропривод для управления и управляются дистанционно. Для питания задвижек необходим подвод электрической энергии, в густонаселенных районах к ним подведены линии электропередачи, в отдаленных районах осуществляется с помощью дизельных электростанций. Стоимость доставки топлива при этом становится очень высокой. Вариант снижения затрат – использовать возобновляемые источники электроэнергии. Для определения целесообразности данного метода применялось опробование замены ДЭС на нефтепроводе, соединяющем месторождение Таас-Юрх и трубопровод ВСТО. Найдено решение по снижению затрат на получение электроэнергии относительно дизельных электростанций при применении возобновляемых источников электроэнергии. Данное решение поможет сэкономить денежные средства на обслуживании нефтепроводов.

*Ключевые слова: возобновляемые источники электроэнергии, изолированное электроснабжение, нефтепроводы.*

## Renewable electricity for auxiliary supply of oil transport systems

Ilya Shushpanov, Evgenia Ukolova  
Irkutsk national research technical university  
Irkutsk, Russia  
ilis83@mail.ru, ukolovaevgenija@yandex.ru

According to the requirements of environmental safety, pipeline emergency shut-off valves are installed. These valves have the drive to control and managed remotely. For power supply of valves required electric power. In densely populated areas, these gate valves summed power lines in remote is powered by a diesel power. At the same time the delivery fuel cost becomes very expensive. Option cost reduction is the use of renewable energy sources. To determine the feasibility of this method was used to replace the internal combustion engine testing pipeline connecting the field Taas-Yurtyah and the ESPO pipeline. We found a solution to reduce the cost of generating electricity with the use of renewable energy sources with respect to diesel power. This decision will help save money to oil companies, on oil service.

*Keywords: renewable energy sources, an isolated power supply, oil.*

Техническое обслуживание и ремонт трубопроводов – трудоемкие процессы, требующие больших затрат. В связи с увеличением срока эксплуатации магистральных нефте- и газопроводов, объем работ по их обслуживанию и ремонту возрастает, поэтому важнейшей задачей становится совершенствование технологии технического обслуживания и ремонтных работ [1]. Технология замены поврежденного участка с остановкой перекачки широко применяется при ремонте отечественных нефтепроводов. По этой технологии после остановки перекачки обнаруженный аварийный участок перекрывают от остальной трассы двумя линейными задвижками. При авариях на нефтепроводах с системой телемеханизации происходит автоматическое отключение насосных агрегатов и локализация поврежденного участка линейными задвижками.

На магистральных нефтепроводах используются виды и типы арматуры различного функционального назначения в широком диапазоне давлений рабочей среды (до 12,5 МПа) и диаметров (до 1200 мм) [2]. Это шиберные и клиновые задвижки, предназначенные для перекрытия

участков линейной части магистральных нефтепроводов в случае их повреждения, а также для технологической обвязки систем насосных станций, чистки и диагностирования магистральных трубопроводов и др.; обратные затворы, обеспечивающие защиту систем при возникновении обратного тока рабочей среды; клапаны предохранительные, предназначенные для защиты систем от аварийного превышения давления. От надежного, безотказного выполнения арматурой своих функций в решающей степени зависит промышленная безопасность магистральных нефтепроводов [3].

Шиберная задвижка является очень надежным видом запорной арматуры, который имеет характерные особенности исполнения запорного элемента. Затвор в данных задвижках чаще всего имеет название «нож», «шибер» или «диск». В шиберной задвижке применяется металлическая пластина или металлический клин, который способен разрезать различные включения в жидкости, протекающей внутри ее тела. Из этого и вытекает назначение этого вида запорной арматуры: перекрытие потока рабо-



чей среды, которая имеет повышенную вязкость, способность кристаллизоваться и характеризуется наличием твердых и абразивных частиц, которые своей большей частью являются активными химическими веществами.

К клиновым задвижкам относят изделия, затвор которых изготовлен в виде плоского «клина». В этих изделиях седла с уплотнительными поверхностями расположены параллельно уплотнительным поверхностям затвора и под определенным углом к направлению его движения. Задвижки производятся с цельным и упругим клином [4]. Конструкция затвора этого изделия способна обеспечить в закрытом положении отличное уплотнение прохода. Под действием прижимного усилия, передаваемого шпинделем, он в закрытом положении изгибается в пределах упругой деформации, тем самым обеспечивая плотное прилегание поверхностей клина к седлам. Как правило, клиновая задвижка используется в случаях необходимости создания весьма высокой степени герметичности затвора в ее закрытом положении.

Задвижку шибберную ножевую применяют на трубопроводах, которые предназначены для транспортировки не только сточных вод, но и шахтной пыли, текстильных измельчений, тяжелых нефтепродуктов, полимерной крошки, цемента и т.д. [6].

Задвижку ножевую используют на предприятиях нефтепереработки, в целлюлозно-бумажной промышленности, водоочистки и, конечно же, в химической промышленности. Они находят свое применение даже на птицефабрике, различных рудниках и на горно-обогатительном комбинате.

Задвижка с запорным элементом, который выполнен в виде пластины из металла небольшой толщины, широко применяется в вакуумной технике. Это стало возможно благодаря тому, что шибберные задвижки могут изготавливаться практически с любым сечением при минимальной длине, кроме того, задвижка в открытом состоянии не содержит абсолютно никаких элементов, которые могут выступать внутрь трубы. Из-за этого сопротивление остаточного газа сводится к минимуму, что очень важно для эффективного формирования высокого вакуума.

Шибберную задвижку иногда используют для регулирования потока среды, но ее основное назначение – это полное открытие или закрытие движения среды.

Запорная арматура, устанавливаемая на нефтепроводах, нефтепродуктопроводах и трубопроводах сжиженного газа в местах перехода через реки или прохождения их на отметках выше населенных пунктов и промышленных предприятий, на расстоянии менее 700 м, должна быть оборудована устройствами, обеспечивающими дистанционное управление.

Линейная запорная арматура газопроводов 1 класса диаметром 1000 мм и более, а также нефтепроводов и нефтепродуктопроводов на переходах через водные преграды должна быть оснащена автоматикой аварийного закрытия.

В качестве примера рассмотрен участок нефтепровода протяженностью 160 км. Объем перекачки нефти – до 5 тыс. т. в год.

На линейной части магистрального нефтепровода запорная арматура (задвижки) устанавливается на расстоянии не более 20 км [5]. На данном участке необходимо 8 задвижек.

Подстанции должны обеспечиваться электроэнергией от независимых источников. Сейчас для этого используются дизель-генераторы. Дизельные генераторы могут работать в качестве резервных источников электропитания (на срок до 10-12 часов), так и основных, при отсутствии централизованного энергоснабжения. Ограничения по мощности, оптимальные для большинства потребителей, – до 3 000 кВА. Предполагается, что на данном участке будут установлены генераторы – АД-10С-Т400-1РМ18 ТСС PERKINS (10 кВт). У каждого вида работ по обслуживанию генератора есть своя периодичность (табл. 1).

Таблица 1. ПЕРИОДИЧНОСТЬ РАБОТ ПО ОБСЛУЖИВАНИЮ ДИЗЕЛЬНОГО ГЕНЕРАТОРА

Операция	Перед каждым запуском	После первых 20 часов работы	Через каждые 100 часов работы
Проверка уровня масла	+		
Замена масла		+	+
Очистка масляного фильтра		+	+
Проверка воздушного фильтра	+		
Очистка воздушного фильтра		+	+
Замена фильтра топливного бака			+
Очистка топливопровода (при необходимости – замена)	Каждые два года		

Из этого следует вывод о том, что требуется новое, инновационное решение данной проблемы.

Предлагается использовать солнечно-ветровые установки в качестве основного источника питания устройств аварийных задвижек. Альтернативная генерация носит вероятностный характер, поэтому полностью отказаться от дизель-генераторов нельзя. Они будут использоваться как резервные источники питания. Эффективность же предложенного метода будет определяться в разнице затрат на топливо с установкой и без неё [2].

Проведем апробацию данного метода на трубопроводе, соединяющем месторождение Таас-Юрхв Республики Саха (Якутия) с магистральным нефтепроводом Восточная Сибирь – Тихий океан, длиной 160 км и объемом перекачки нефти до 5 тыс. т. в год (рис. 1).

Количество аварийных задвижек на данном трубопроводе [1]:

$$n = \frac{L_{\text{тр}}}{20} - 1 = \frac{160}{20} - 1 = 7,$$

где  $L_{\text{тр}}$  – длина трубопровода.

Стоимость топлива за год при стоимости за дизельное 70 рублей за литр:

$$C_{\text{т}} = n \cdot q \cdot t \cdot C = 7 \cdot 3 \cdot 8760 \cdot 70 = 12,88 \text{ млн руб.},$$

где  $q$  – удельный расход топлива, л/ч;  $t$  – время работы дизель-генератора;  $C$  – цена за 1 л топлива с учетом доставки.



Рис. 1. Трубопровод месторождения Таас-Юрях – НПС № 12 (нефтепровод ВСТО)

Затраты на обслуживание дизель-генераторов данного участка: капитальный ремонт, замена масла, замена фильтров (масляный, топливный, воздушный), замена ремня ГРМ [6]:

$$C_0 = 1,56 \text{ млн руб./г.}$$

В результате произведенных расчетов видно, что обеспечение электроэнергией за счет дизель-генераторов имеет высокую стоимость. Таким образом, необходимо рассмотреть и проанализировать применение других средств электроснабжения. В связи с этим предлагается для решения данной проблемы использовать солнечно-ветровые установки в качестве основного источника питания устройств аварийных задвижек [4, 5].

КПД солнечной батареи преимущественно зависит от:

- радиационного воздействия солнца;
- количества световых дней.

КПД ветрогенератора зависит от среднегодовой скорости ветра. Соответственно, для выбора солнечных батарей и ветрогенераторов необходимо знать количество солнечного излучения вдоль трубопровода и среднюю скорость ветра. Входными данными для расчета служат координаты местности, где проложен нефтепровод. Таас-Юрях – НПС № 12 находится в координатах 61°47'14"N 113°1'2"E. Расчет произведем с помощью специализированного сайта (табл. 2) [5].

Таблица II. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ОСНОВНЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Параметр	Среднегодовое значение	Размерность
Относительная влажность	66,1	%
Ежедневное солнечное излучение	2,88	$\frac{\text{кВт}^2}{\text{м}^2} \cdot \frac{1}{\text{сут}}$
Атмосферное давление	97,2	кПа
Скорость ветра	3,2	м/с

Годовое солнечное излучение составит

$$J = j \cdot 365 = 2,88 \cdot 365 = 1051,2 \frac{\text{кВт}^2}{\text{м}^2} \cdot \frac{1}{\text{сут}}$$

Среднегодовая скорость ветра – 3,2 м/с.



Рис. 2. Продолжительность солнечного сияния над территорией Российской Федерации

С учетом табл. 2 и рис. 2, к рассмотрению были выбраны солнечно-ветровая энергоустановка бытового электроснабжения НУWS – 3К с установленной мощностью солнечных батарей 5 кВт и ветрогенераторы общей мощностью 3 кВт [6] – табл. 3.

Таблица III. КОМПЛЕКТАЦИЯ УСТАНОВКИ

№ п/п	Детали	Модель и спецификация	Количество (К <sub>i</sub> )	Цена(Ц <sub>i</sub> ), руб.
1	Ветрогенератор	НУ-600L110	7 шт.	32 000
2	Солнечные модули	100Вт/12В	70 шт.	27 000
3	Аккумулятор	Свинцово-кислотный с регулируемым клапаном 1000 А·ч/2В	55 шт.	3 500
4	Система управления со встроенным преобразователем	Инвертор 8000Вт	1 шт.	250 000
5	Башня из алюминия	3000Вт/9м	7 комплектов	72 800
6	Портативный солнечный кронштейн	3 × 2	11 комплектов	7 000
7	Электрический кабель	На заказ	1 комплект	100 000
8	Техническое помещение	2 × 2	1 комплект	70 000

Стоимость установки:

$$C_{\text{уст}} = r \cdot n \cdot \sum_{i=1}^8 K_i \cdot C_i = 1,5 \cdot 7 \cdot 3,31 = 34,79 \text{ млн руб.,}$$

где  $n$  – количество аварийных задвижек по длине трубопровода;  $r = 1,5$  – коэффициент, учитывающий транспортировку материалов до места установки.

После установки солнечных батарей для резервирования электроснабжения аварийных задвижек нам понадобится 25 % от того количества топлива, которое требовалось до введения инициативы.

Экономия топлива в литрах:

$$\begin{aligned} \Delta V &= n \cdot (V_1 - V_2) = 7 \cdot 0,75 \cdot V_1 = 7 \cdot 0,75 \cdot q \cdot t = \\ &= 7 \cdot 0,75 \cdot 3 \cdot 8760 = 137970 \text{ л/год,} \end{aligned}$$

где  $V_1$  – количество топлива, потребляемого дизель-генератором до введения солнечно-ветровой установки;  $V_2$  – количество топлива, потребляемого дизель-генератором после введения солнечно-ветровой установки.

Стоимость топлива за год после введения инициативы:

$$C_T^* = 0,25 \cdot C_T = 0,25 \cdot 12,88 = 3,22 \text{ млн руб./год.}$$

Срок окупаемости определяется с учетом того, что затраты на амортизацию и обслуживание в обоих вариантах одинаковые:

$$k = \frac{C_{\text{уст}}}{C_T + C_0 - C_T^*} = \frac{34,79}{12,88 + 1,56 - 3,22} = 3,1 \text{ года.}$$

#### Выводы

Дизельные генераторы хорошо показывают себя в эксплуатации, однако обладают недостатками [7]. Явными недостатками дизельных генераторов являются:

- перемерзание дизельного топлива при низких температурах;
- высокие затраты на транспортировку топлива и техническое обслуживание;
- сложность в ремонте топливной аппаратуры;
- дизели весьма чувствительны к качеству топлива и требуют постоянного мониторинга состояния узлов агрегата и работы двигателя;
- загрязнения очень быстро выводят топливную аппаратуру из строя;
- достаточно шумная работа дизельных генераторов.

Экономия топлива составила 137 970 л дизельного топлива в год или, в денежном эквиваленте, 9,66 млн руб. При затратах на возведение солнечных батарей окупаемость внедрения составляет 3,1 года, что является инвестиционно привлекательным [2].

На основе проведенного исследования по внедрению солнечно-ветровых установок для питания аварийных задвижек предлагается следующий алгоритм расчета, применимый в Восточной Сибири и других регионах Российской Федерации:

- определяется количество аварийных задвижек на трубопроводе:

$$n = \frac{L_{\text{тр}}}{10} - 1;$$

- на сайте <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/> считается радиационное воздействие и скорость ветра в тех координатах, где располагаются задвижки;

- определяется вид и стоимость солнечных батарей, ветрогенераторов, накопителей электроэнергии и дополнительного оборудования для монтажа;

- определяется цена за годовой расход топлива всеми аварийными задвижками без учета введенных инициатив:

$$C_T = n \cdot q \cdot t \cdot C;$$

- определяется стоимость обслуживания дизель-генераторов в год  $C_0$ ;

- определяется цена за годовой расход топлива всеми аварийными задвижками с учетом введенных инициатив:

$$C_T^* = 0,15 \cdot C_T;$$

- определяется срок окупаемости:

$$k = \frac{C_0}{C_T + C_0 - C_T^*}.$$

Замена дизель-генераторов на солнечно-ветровые установки для снабжения электроэнергией оборудования аварийных задвижек на нефтепроводах является перспективной инициативой [3]. Она поможет экономить на закупках топлива и его транспортировке в труднодоступные районы. Немаловажным аспектом является то, что солнечно-ветровая генерация экологически безопасна.

#### Список литературы

- [1] Ямуров Н.Р., Крюков Н.И., Кускильдин Р.А. Промышленная безопасность в системе магистральных нефтепроводов. – М.: РАЕН, 2001.
- [2] Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. М.: Недра, 1990.
- [3] Крец В.Г., Саруев Л.А., Лукьянов В.Г., Шадрин А.В. Оборудование для добычи нефти: Учебное пособие. – Томск: Изд-во Том. политех. ун-та, 2010.
- [4] Ефимов Д.Н., Воропай Н.И., Сулов К.В. Виртуальные электростанции для изолированных и централизованных систем электроснабжения – перспективы и вызовы для России // IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011.
- [5] Сулов К.В. Развитие изолированных систем электроснабжения в России // IEEE Conference PowerTech, 2013.
- [6] Воропай Н.И., Сулов К.В., Сокольников Т.В., Стычински З.А., Ломбарди П. Развитие энергоснабжения изолированных территорий в России на основе концепции микрогрид // IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2012.

## Секция № 7

### ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПРОГРАММЫ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

- Программы и методики повышения квалификации работников
- Реновация образовательных процессов профильных кафедр вузов по подготовке специалистов для электроэнергетической отрасли
- Развитие систем тренажерной подготовки



## Scientific sections № 7

### EDUCATIONAL TECHNOLOGIES AND TRAINING PROGRAMS FOR ELECTRICAL POWER INDUSTRY

- Professional advancement programs and methods
- Educational process renovation at university departments preparing specialists for power industry
- Training systems development

# Интеллектуальная лаборатория «Автоматизированные системы электроснабжения предприятия»

А.С. Антипин, В.Н. Удинцев, В.Э. Фризен, С.Л. Назаров  
ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»  
Екатеринбург, Россия  
a.s\_antipin@mail.ru

Проведение лабораторных практикумов является существенным этапом подготовки специалистов любого профиля. В настоящее время многими производителями предлагаются лабораторные стенды, отвечающие широкому спектру изучаемых дисциплин, как общего профиля, так и специализированных, однако охватить обширную тематику вопросов, обсуждаемых в рамках дисциплин электроэнергетического профиля, достаточно сложно. Некоторые вопросы специальных дисциплин требуют более пристального внимания, чем сейчас, что объясняет потребность в разработке специализированных лабораторных стендов для этих дисциплин. Интеллектуальная лаборатория выполнена в виде электронного курса, который содержит необходимый теоретический материал, а также снабжен автоматизированной системой контроля выполнения лабораторных работ. Все физические стенды имеют интерфейс взаимодействия с виртуальной частью лаборатории и синхронизируются с электронным курсом, в котором организована система сбора и хранения результатов измерений. Помимо локальных лабораторных работ в комплекс включен тренажер по управлению системой энергоснабжения предприятия. Отдельные стенды могут быть объединены в модель электрической сети предприятия, способную моделировать производство, передачу, распределение и потребление электроэнергии.

*Ключевые слова: лабораторный практикум, лаборатория, учебная программа, автоматизированные системы, электроснабжение предприятия*

## Smart laboratory "Automated system power companies"

Aleksandr Antipin, Vladimir Udintcev, Vasilij Frizen, Sergej Nazarov  
Ural Federal University  
Yekaterinburg, Russia

Carrying out laboratory practical is a significant step in the training of specialists of any profile. Currently, many manufacturers offer laboratory stands, meet a wide range of disciplines both general and specialized, however, cover a vast subject matters discussed under the disciplines of the electricity profile is quite difficult. Some issues of special subjects require more attention than it is now, which explains the need for the development of specialized laboratory stands for these disciplines. Intelligent laboratory is designed as an electronic course, which includes the necessary theoretical material, and is also equipped with an automated laboratory work control system. All stands have physical interface to the virtual part of the laboratory, and are synchronized with the e-learning course, which is organized system for the collection and storage of the measurement results. In addition to local labs in the complex included a simulator for the management of the enterprise power supply system. Some stands can be combined to model the electrical network company's ability to simulate the production, transmission, distribution and consumption of electricity.

*Keywords: laboratory practice, a laboratory, a training program, automated systems, electricity supply companies.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Наглядная демонстрация принципов действия современного оборудования, наблюдение характера протекания процессов в действующем оборудовании, получение навыков в регистрации результатов измерений, их анализа является ключевым моментом при подготовке технических специалистов и изучении дисциплин технического профиля. Для дисциплин в области электроэнергетики предлагается

большое количество разнообразных лабораторных стендов, однако охватить обширную тематику вопросов, обсуждаемых в рамках дисциплин электроэнергетического профиля, достаточно сложно.

В настоящее время многими производителями предлагаются стенды, отвечающие широкому спектру изучаемых дисциплин, как общего профиля, так и специализированных. К таким фирмам относятся: ООО

ИПЦ «Учебная техника», ООО Компания «Новый Стиль», ООО НПП «Учтех-Профи».

Для выполнения лабораторной работы всей группой одновременно необходимо большое количество стенового оборудования. Учебными планами и рабочими программами дисциплин «Электроснабжение», «Электрооборудование предприятий» и другими курсами предусматривается обширный лабораторный практикум. Некоторые вопросы специальных дисциплин требуют более пристального внимания, что объясняет потребность в разработке специализированных лабораторных стендов для этих дисциплин.

Следует заметить, что согласно данным, предоставляемым предприятиями, которые выпускают учебную технику, стоимость одного такого лабораторного стенда составляет от 35 до 600 тысяч рублей. Учитывая стоимость стенового оборудования и программного обеспечения к нему, вряд ли большинство учебных заведений сможет обеспечить свои лабораторные занятия необходимым количеством учебного оборудования. Кроме того, опыт показывает, что число возможных лабораторно-практических работ, осуществляемых на стеновом оборудовании рассматриваемых фирм, ограничено. Таким образом, необходимо нести большие финансовые расходы на покупку оснащения, не помогающие улучшению качества учебного процесса.

В это же время за эту же цену можно приобрести оборудование с современным программным обеспечением, на котором возможно реализовать очень большое количество лабораторно-практических работ с насыщенным мультимедийным сопровождением. Внедрение модульного стенового оборудования и компьютерной техники в изучение электротехнических дисциплин позволяет уменьшить потери в качестве электротехнической подготовки будущих специалистов, появляющиеся при уменьшении отводимых на нее часов изучения. Достоинства модульного стенового

оборудования на лабораторно-практических занятиях:

- соответствие международному техническому уровню и современный дизайн;
- наглядность изучения процессов работы электротехнических схем;
- возможность персональной реализации испытаний;
- экологичность, электро- и пожаробезопасность, а также низкое энергопотребление;
- возможность осуществлять различные состояния схем с последующим исследованием их действия на работу оборудования [1].

## II. СТРУКТУРНАЯ МОДЕЛЬ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ЛАБОРАТОРИИ

На кафедре электротехники и электротехнологических систем (ЭЭС) УрФУ, на основе долговременного опыта преподавания дисциплин электроэнергетического профиля на электротехническом факультете – ЭТФ УПИ–УГТУ (в настоящее время, энергетическом институте УрФУ – УралЭНИИ) для формирования профессиональных компетенций обучающихся, отвечающих требованиям профессиональных стандартов ОАО «УГМК-Холдинг», разработана интеллектуальная лаборатория «Автоматизированные системы электроснабжения предприятия». Структура лаборатории изображена на рис. 1.

Уникальность данной интеллектуальной лаборатории, заключается в том, что в ее состав включены физические модели электротехнологических установок (ЭТУ), применяемых на предприятиях ОАО «УГМК-Холдинг», позволяющие ознакомиться с металлургическими и электротехническими технологическими процессами и изучить особенности электроснабжения ЭТУ. Лаборатория является комплексным решением,



Рис. 1. Структурная модель интеллектуальной лаборатории

позволяющим как студентам, так и сотрудникам энергетических служб предприятий освоить специфику работы на технически сложном электротехническом оборудовании. Лаборатория состоит из двух основных модулей: виртуального, моделирующего работу реальных источников энергии, и стендового, позволяющего управлять реальной выработкой и распределением полученной электроэнергии.

Интеллектуальная лаборатория выполнена в виде электронного курса, который содержит весь необходимый теоретический материал и автоматизированный контроль обучающихся. Одной из отличительных особенностей данной лаборатории является возможность дистанционного доступа, в том числе и группового. Так студенты из другого города или региона могут подключиться к лаборатории, собрать виртуальную схему, получить доступ к реальному стенду, находящемуся за сотни километров от них, и провести лабораторную работу на реальном оборудовании.

В случае недопуска к выполнению работы, слушатель всегда может вернуться к конкретному разделу в курсе и восполнить недостающие знания. Все физические стенды взаимодействуют с виртуальной частью лаборатории и синхронизированы с электронным курсом, в котором организована система сбора и хранения результатов проводимых работ. Обучающиеся получают данные со стендов, анализируют их и составляют отчет, который становится доступен преподавателю для проверки и дальнейшей его оценки.

Лаборатория позволяет студентам выполнить работы трех типов:

- виртуальные работы;
- работы с реальным оборудованием, расположенным на стендах;
- совмещенные работы с виртуальным и реальным, расположенным на стендах, оборудованием с использованием обучающих возможностей электронного курса.

Лаборатория разбита на модули, которые содержат интерактивные стенды (как виртуальные, так и физические), соединённые между собой в единый

комплекс. Каждый интерактивный стенд (рис. 2, а, б) представляет собой часть системы электроснабжения предприятия, на каждом таком стенде возможно выполнение нескольких локальных лабораторных работ. Стенды интеллектуальной лаборатории взаимодействуют друг с другом через коммуникационные панели и могут быть объединены в общую модель электроэнергетической системы промышленного предприятия.

### III. ВОЗМОЖНОСТИ ЛАБОРАТОРИИ

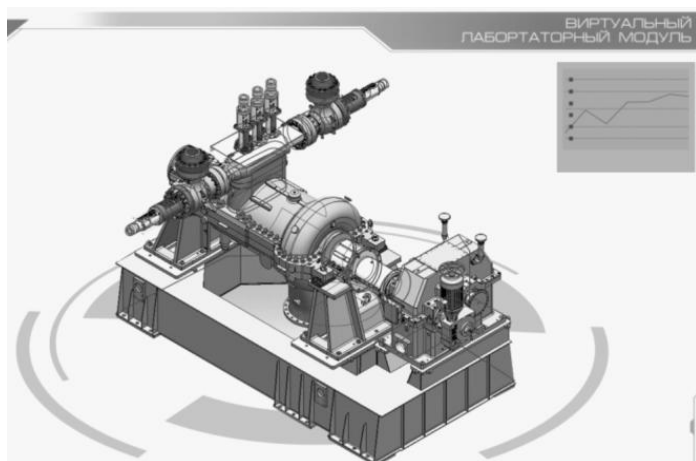
Комплекс позволяет моделировать как нормальные, так и аварийные режимы работы сети, осуществлять настройку устройств автоматики и релейной защиты. Электрические нагрузки приемников согласованы с мощностями трансформаторов в моделируемой энергосистеме, что позволяет имитировать широкий спектр режимов работы энергосистемы предприятия. Синхронная машина, входящая в состав лабораторного комплекса, может работать в режиме генератора, двигателя и синхронного компенсатора. Стенды комплектуются сменными панелями с блоками защит различных производителей. Помимо локальных лабораторных работ в комплекс включен тренажер по управлению электроснабжением предприятия. Используя комплекс из нескольких стендов тренажер способен моделировать производство, передачу, распределение и потребление электроэнергии.

Тренажер является имитацией реальной системы управления электроснабжением предприятия и представлен в виде интерактивной схемы, на которой указано все оборудование электроснабжения. В интерактивных моделях установок собственной генерации энергии используются трехмерные динамические иллюстрации со звуковым сопровождением диктора и возможностью одновременного рассмотрения узлов и элементов управления, такие же иллюстрации (рис. 3) встроены в электронный курс.

На всех стендах установлены компьютеры (виртуальные стенды), имеющие возможность связи и управления блоками релейных микропроцессорных защит, блоками электрических нагрузок и электронными измерительными приборами, установленными в стендах. Функциональная схема взаимодействия между

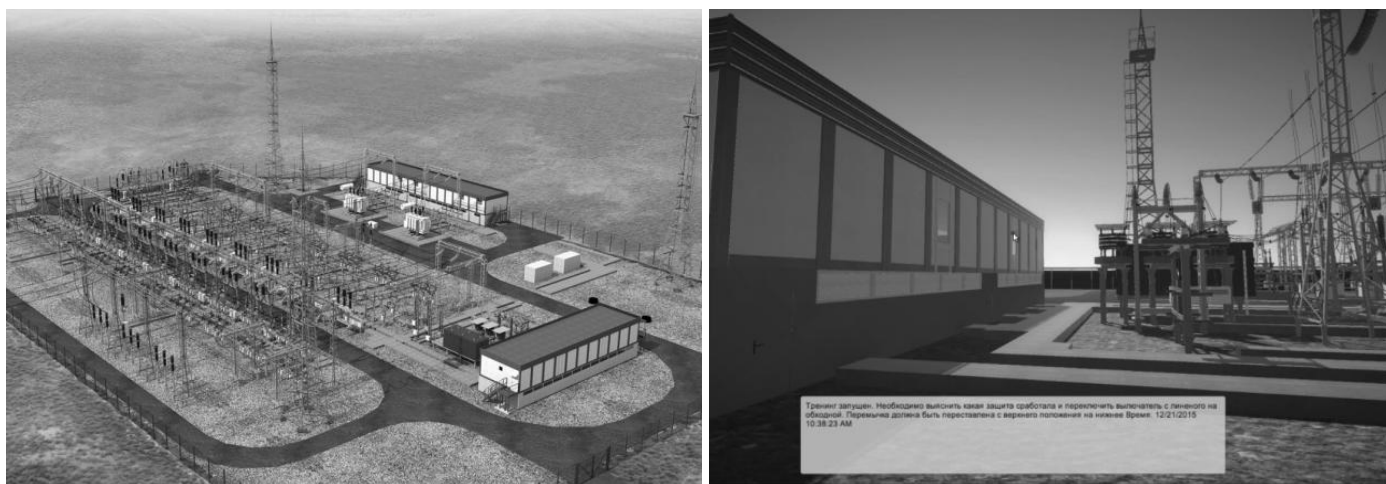


а



б

Рис. 2. Основные элементы лаборатории: а – стендовое оборудование; б – виртуальная модель



а

б

Рис. 3. Виртуальная часть лаборатории: а – моделируемая подстанция; б – режим выполнения работы

автоматизированными рабочими местами (АРМ) лаборатории и блоками отдельных стенов изображена на рис. 4.

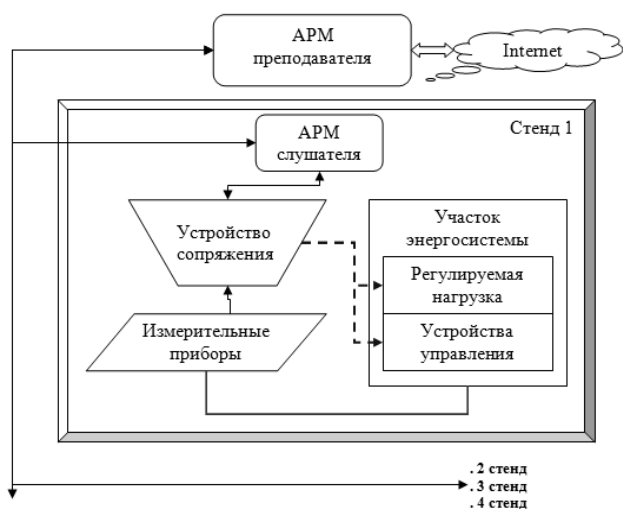


Рис. 4. Структурная модель интеллектуальной лаборатории

Общее число лабораторных работ доступных студентам для выполнения по дисциплине «Электротехника» не ограничено, комплекс позволяет наращивать количество и сложность выполняемых работ, а также добавлять новые физические объекты для изучения. Применение лаборатории позволит повысить уровень профильного образования в регионе и даст возможность подготовить специалистов высокой квалификации в сфере электроэнергетики, которые будут обладать всеми необходимыми практическими навыками для работы на реальных предприятиях. Большой спектр выполняемых

работ и разные уровни сложности дают возможность обучать на этом оборудовании всех – от школьников, студентов техникумов и вузов до сотрудников энергетических подразделений предприятий.

#### IV. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ

Стоит отметить, что при проведении испытаний и апробации данной лаборатории в учебном центре УГМК, специалисты электротехнического профиля, проходившие практическое обучение на данном оборудовании, дали положительную оценку функциональности лаборатории и теоретическому содержанию методической части. Отмечено, что создание интеллектуальной лаборатории совместными усилиями специалистами УрФУ и промышленными предприятиями Свердловской области, в частности УГМК, это значимый вклад в развитие Уральской инженерной энергетической школы.

Отличительной особенностью данного решения является адаптивность и возможность конфигурирования как стеновых, так и виртуальных модулей под нужды конкретного образовательного учреждения или предприятия. Это позволяет надеяться на внедрение подобных продуктов на всей территории РФ в образовательных учреждениях различного профиля.

#### Список литературы

[1] Серда В.Ю. Педагогический потенциал использования технологий при преподавании электротехнических дисциплин студентам в колледже электроники и бизнеса // Открытый архив электронных изданий Оренбургского государственного университета. [Электронный ресурс]. Дата обновления: 06.04.2016. — URL: <http://elibr.osu.ru/handle/123456789/1341>.



# **Повышение эффективности подготовки работников организаций электроэнергетики посредством программно-аппаратного комплекса «Персонал»**

Е.С. Бурлак, О.С. Степанова

Филиал АО «Системный оператор Единой энергетической системы»  
Региональное диспетчерское управление энергосистемы Амурской области  
Благовещенск, Россия  
burlak@amur.so-ups.ru, opercds@amur.so-ups.ru

Перед современными энергетическими организациями остро стоят проблемы повышения качества труда, результативности действий в реальных производственных ситуациях, а также подготовки персонала в условиях постоянно растущих требований к квалификации. В связи с этим возникает необходимость комплексного решения вопросов, связанных с поиском наиболее эффективных методов мотивации, контроля и оценки деятельности работников. Одним из направлений, способствующих решению данной задачи, выступает использование рейтинговой системы оценки персонала. Процесс оценивания персонала основан на методике, использующей кибернетический подход к управлению качеством труда, агрегировании разнородных частных оценок, статистическом анализе. Также в рамках данной работы проводилось эмпирическое исследование влияния системы рейтингов на качество подготовки персонала, психологическое тестирование и анкетирование работников. Сформирована единая система оценки диспетчерского персонала. Данная комплексная оценка может быть использована не только для внутренней аттестации персонала, но и в качестве рабочего инструмента мотивирования сотрудников к достижению наилучших производственных показателей. Применение программно-аппаратного комплекса (ПАК) «Персонал» с разработанной автоматизированной системой рейтингов позволит повысить качество подготовки персонала, приведет к более высоким результатам профессиональной деятельности, а также к повышению эффективности и надежности производственного процесса.

*Ключевые слова: автоматизация технологий работы с персоналом, мотивация, система рейтингов, критерии оценки, агрегирование, программно-аппаратный комплекс "Персонал".*

## **Improving the efficiency in training personnel of power engineering companies with hardware-software solution “Personnel”**

Ekaterina Burlak, Olga Stepanova

Branch of OSC «System operator of The Unified Power System» Regional Dispatching  
Office of Amur region power system  
Blagoveschensk, Russia  
e-mail: burlak@amur.so-ups.ru, opercds@amur.so-ups.ru

Modern power engineering companies are faced with acute problem of increasing the quality of labor and the efficiency of actions taken in actual production situation, as well as training of personnel in the context of ever-increasing skill requirements. In this respect, it becomes necessary to suggest a comprehensive solution for issues related to the search of the most effective methods of motivation, monitoring and evaluation of employees' activities. One of the areas that contribute to the resolution of this problem is the use of the rating system for personnel evaluation. The process of personnel evaluation is based on the method which uses a cybernetic approach to labor quality management, involves aggregation of heterogeneous private estimates and the statistical analysis. Also, in the course of this work, we carried out an empirical study of the impact of the rating system on the quality of training, as well as a psychological survey and a questionnaire survey of the personnel. A unified system for evaluation of supervisors was formed. This comprehensive evaluation can be used not only for the internal assessment of staff, but also as a working motivation tool urging the employees to achieve their best performance. The implementation of hardware-software solution “Personnel” with the developed automated rating system will result in better quality of personnel training, as well as in the improvement of the efficiency and reliability of the production process.

*Keywords: automation of technologies of work with personnel, motivation, rating system, evaluation criteria, aggregation, hardware-software solution “Personnel”.*

## I. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ ПЕРСОНАЛА

Необходимость постоянного развития и обучения персонала в настоящее время продиктована непрерывным развитием науки и техники, их постоянным внедрением во всех сферах жизнедеятельности, появлением новых запросов потребителей, возрастающей конкуренцией на рынке производства и оказания услуг, динамичным развитием организаций, освоением новых направлений деятельности. Проблема компетентного персонала, который необходимо не только подбирать, но и постоянно заботиться о его развитии и профессиональном росте, становится все более насущной.

В связи с этим все большее внимание современные руководители уделяют развитию и обучению персонала, рассматривая его как главный резерв повышения эффективности деятельности и одно из основных условий успешного функционирования организации [1].

Вопрос повышения качества подготовки персонала является одним из самых приоритетных, так как влияет на эффективность работы учреждения в целом и позволяет своевременно изучить и освоить все инновации.

В настоящее время система подготовки персонала является одной из наименее автоматизированных в большинстве российских компаний.

На российском рынке информационных технологий представлено большое количество компаний-разработчиков, предлагающих услуги по внедрению систем и программ управления персоналом. Но большинство из них предлагают программное обеспечение для автоматизации определенных функций [2]. Для качественной подготовки персонала требуется комплексное автоматизированное решение, полноценная многофункциональная система.

В обслуживание программного комплекса должны входить настройка основных процессов, выбор и внедрение подходящего программного модуля, услуги консультантов, комплексное сопровождение и техническая поддержка.

В данной статье предлагается к внедрению ПАК «ПЕРСОНАЛ». Это интегрированное программно-методологическое решение для автоматизации процессов управления персоналом на любом предприятии электроэнергетической отрасли, которое предназначено для решения следующих задач:

- автоматизация процесса подбора кадров. Возможность автоматизированной проверки необходимого уровня знаний, ведения конфиденциально-защищенной базы данных кандидатов;
- автоматизация процесса подготовки персонала. ПАК «Персонал» должен обеспечивать доступ к обширной технической библиотеке, актуальной базе нормативно-технической документации, видеолекциям и другим обучающим материалам, а также предоставлять возможность дистанционного повышения квалификации;
- автоматизация процесса создания и регистрации распоряжений. Рассылка распоряжений о внесении изменений в технологическую документацию.

Организация процесса ознакомления с распоряжениями и интеграции распоряжений в технологическую документацию;

- автоматизация процесса создания и регистрации распоряжений. Рассылка распоряжений о внесении изменений в технологическую документацию. Организация процесса ознакомления с распоряжениями и интеграции распоряжений в технологическую документацию;
- регистрация и хранение данных о проведении контрольных и учебных противоаварийных тренировок;
- автоматизация процесса создания и ведения журналов инструктажей по вопросам безопасности труда и пожарной безопасности;
- автоматизация процесса периодической оценки производственной деятельности, с возможностью формирования рейтинговой системы.

Многообразие функций данного программно-аппаратного комплекса предлагается реализовать с помощью модульного программирования, то есть организации совокупности независимых блоков, структура и поведение которых подчиняются определенным правилам. Аппаратно-зависимые подзадачи должны быть строго отделены от других подзадач, что улучшает мобильность создаваемых программ.

Создание данного программно-аппаратного комплекса является достаточно трудоемким. В рамках данной работы мы решили приступить к реализации ПАК «Персонал» с части рейтинговой оценки персонала, так как этот блок является очень важным для повышения эффективности подготовки персонала.

## II. СИСТЕМА РЕЙТИНГОВ КАК ИНСТРУМЕНТ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДГОТОВКИ ПЕРСОНАЛА

Тактику тех или иных решений, направленность поведения и деятельности человека определяет мотивация. Наличие у персонала устойчивой мотивации к приобретению знаний, умений и навыков позволит сформировать устойчивый интерес к самостоятельным изысканиям в избранной специальности, и создаст твердое убеждение в том, что только целенаправленная, систематическая, в том числе и самостоятельная работа, может сделать его подлинным специалистом и обеспечить его профессиональный рост [3].

Разработанная система рейтинговых оценок персонала предполагает повышение мотивации персонала к достижению более высоких производственных показателей. Чтобы понять влияние внедрения системы рейтингов на мотивационную направленность работников, необходимо вспомнить теорию мотивации Маслоу, согласно которой люди опираются на пять видов потребностей по возрастанию уровня иерархии (рис. 1).

В основе системы рейтингов работников лежит параллельное мотивирование, предусматривающее придание системе управления персоналом таких характеристик, которые позволили бы любому работнику реализовать свой профессиональный потенциал и получать удовлетворение по всем категориям вторичных потребностей, указанным в теории Маслоу.



Рис. 1. Пирамида потребностей по Маслоу

Для подтверждения теоретических выводов, в рамках данной работы было проведено эмпирическое исследование влияния внедрения системы рейтинговой оценки на мотивационные особенности работников, в частности мотивацию достижения успеха.

Исследование мотивации достижения успеха работников Оперативно-диспетчерской службы Филиала ОАО «СО ЕЭС» Амурское РДУ было проведено с использованием методики диагностики личности на мотивацию к успеху Т. Элерса [4].

Мотивация достижения успеха характеризуется стремлением к улучшению результатов деятельности, желанием не останавливаться на достигнутом, настойчивостью в достижении своих целей, стремлением добиться своего, несмотря на трудности. Существует тесная связь между уровнем мотивации достижения и успехом в профессиональной деятельности. Люди, обладающие высоким уровнем мотивации достижения, ищут возможности, настаивают на успехе, готовы брать на себя ответственность, решительны, проявляют настойчивость в стремлении к цели, получают удовольствие от решения интересных и сложных задач, показывают большое упорство при столкновении с препятствиями [5].

Тестирование проводилось за месяц до внедрения системы рейтингов работников и через три месяца после внедрения. Сравнение результатов показало, что более чем у 70 % респондентов количественные показатели выраженности мотивации достижения успеха увеличились, что доказывает положительную взаимосвязь внедрения системы рейтингов на мотивацию достижения у персонала, а тем самым на успешность профессиональной деятельности и качество самоподготовки.

Таким образом, система рейтингов имеет большое значение в разработке ПАК «Персонал», так как она является непосредственным инструментом повышения эффективности подготовки персонала.

### III. СИСТЕМА РЕЙТИНГОВ И МЕХАНИЗМ ЕЕ РЕАЛИЗАЦИИ

Как всякое измерение, процесс оценивания имеет конечной целью получение количественных характеристик – рейтингов разного уровня иерархии в принятой шкале [6].

Оценка качества исполнения должностных обязанностей диспетчерским персоналом производится на

основании постоянного мониторинга его деятельности при нахождении в смене и выполнении индивидуальной программы специальной подготовки.

Для вербального отображения элементов деятельности служат разработанные критерии – шкалированные описания качества выполнения отдельных функций.

Использование современных компьютерных технологий, когда эксперты вводят оценки со своих рабочих мест, используя локальную сеть и Интернет, обеспечивает не только высокую производительность, но и оперативное централизованное управление процессом формирования рейтинговой оценки.

Процедура оценивания требует специализации одного исполнителя (Администратора системы), в функции которого входит организация и оформление результатов.

Разработанная система рейтингов имеет следующую архитектуру:

- подсистема кадрового учета, задача которой – отображение организационной структуры предприятия, хранение учетных данных по сотрудникам и разграничение доступа при работе в системе;
- подсистема оценки персонала, задача которой – автоматизация процедур оценки персонала: выбор критериев для оценивания по конкретной должности, ввод экспертных оценок, обработка данных, выдача результатов оценивания.

Каждому эксперту вместе с паролем для входа в систему выдается текст инструкции по выполнению экспертной оценки, где особое внимание уделяется требованиям объективности.

Оцениваются два блока:

- экспертные оценки ключевых показателей эффективности и надежности профессиональной деятельности;
- результаты переключений на тренажере «TWR-12», учебных ПАТ, решения теоретических и практических режимных задач.

Частные результаты оценивания отдельными экспертами интегрируются в единый, обобщенный, итоговый рейтинг, учитывая важность компонент.

Отдельные критерии оценки имеют разную важность при выполнении работ, в связи с чем для объективности расчетов необходимо учитывать их вес. Система весов частных рейтингов обеспечивает максимальную достоверность интегрального рейтинга.

Для расчета итогового результата применен мультипликативный алгоритм агрегирования, что обеспечивает максимальную чувствительность результата к малым значениям отдельных рейтингов – невозможно компенсировать слабые показатели функциональных обязанностей высокими оценками программы специальной подготовки.

Расчет итогового рейтинга производится по следующей формуле:

$$R_u = \sqrt[n+m]{R_3^n \cdot R_n^m} \quad (1)$$

где  $R_n^n$  – рейтинг экспертных оценок;  $R_n^m$  – рейтинг по результатам тренажерной подготовки.

В конце года в состав итогового рейтинга будут включены результаты проверки знаний и контрольных противоаварийных тренировок.

Применение данной системы оценки персонала позволит решить следующие задачи:

- аттестация персонала;
- дифференциация оплаты труда, поощрение лучших работников;
- выявление кандидатов в кадровый резерв;
- оценка эффективности обучения и повышения квалификации;
- планирование работы с кадрами;
- оперативное мотивирующее управление;
- выявление насущных задач управления персоналом.

Таким образом, рейтинговая система позволит не только принимать эффективные и справедливые кадровые решения, но и одновременно решит проблему мотивирования качественного и эффективного труда.

#### IV. РЕЗЮМЕ

Проблема повышения эффективности подготовки персонала на предприятиях электроэнергетики в связи с постоянными изменениями в технологическом оснащении производства очень актуальна.

Предлагаемый для разработки и внедрения программно-аппаратный комплекс – универсальный для всех организаций электроэнергетики инструмент, позволяющий вести в нем собственную автономную базу данных на любом предприятии для обеспечения непрерывной, комплексной и планомерной подготовки персонала.

Говоря о первых предварительных итогах внедрения системы рейтингов в Филиале ОАО «СО ЕЭС» Амурское РДУ, можно отметить, что качество специальной

подготовки диспетчерского персонала улучшилось, их достижения стали публичными, выявлены кандидаты в кадровый резерв.

По прогнозам отечественных и зарубежных специалистов по менеджменту в XXI веке способность персонала к «выживанию» внутри современных корпораций будет все больше зависеть от их конкурентного преимущества в достижении более высокой производительности труда, профессиональной компетентности и активной жизненной позиции, чему, несомненно, будут способствовать системы рейтингов работников [7].

Таким образом, ПАК «Персонал» поможет формализовать и отладить в единой информационной среде все бизнес-процессы, обеспечивающие качественную подготовку кадров, и тем самым повысить эффективность подготовки персонала и кадровой политики предприятия в целом.

#### Список литературы

- [1] Ларионов Г.В. Инновационное формирование тенденций управления человеческими ресурсами: монография. – М.: Дашков и К, 2014. – 160 с.
- [2] Магид С.И., Архипова Е.Н., Куличихин В.В., Загретдинов И.Ш. Актуальные вопросы развития тренажеростроения современной электроэнергетики // Надежность и безопасность энергетики. – 2015. – № 2 (29). – С. 28-41.
- [3] Ильин Е.П. Психология индивидуальных различий. – СПб.: Питер, 2004. – 701 с.
- [4] Райгородский Д.Я. Практическая психодиагностика. Методики и тесты. – М.: Бахрах-М, 2011. – 672 с.
- [5] Осипенко А.В. Индивидуальные психологические характеристики и их влияние на успешность деятельности оперативно-диспетчерского персонала энергетики // Научно-исследовательские публикации. – 2015. – №5 (25). – С. 64-68.
- [6] Реймаров Г.А. Комплексная оценка персонала: Инженерный подход к управлению качеством труда. – М.: Издательство ЛКИ, 2015. – 422 с.
- [7] Журавлев П.В., Кулапов М.Н. Мировой опыт в управлении персоналом. Обзор зарубежных источников / Монография. – Екатеринбург: Деловая книга, 2014. – 232 с.

# Применение современных учебно-лабораторных тренажеров для повышения эффективности обучения

Р.И. Вафин, О.В. Кремлёва, Д.Н. Токарев  
ООО ПО «Зарница»  
Москва, Россия  
rashid.vafin@zarnitza.ru

Сегодня нехватка лабораторного оборудования, отвечающего всем требованиям времени, – актуальная проблема для большинства общеобразовательных и специализированных учебных заведений. Динамично развивающиеся предприятия также не могут обойтись без специализированных устройств, на которых их сотрудники будут оттачивать свое мастерство.

Причина этого тривиальна: существующее материально-техническое оснащение попросту морально устарело и не соответствует нынешним запросам образовательных программ. При этом потребность в высококвалифицированных специалистах стремительно увеличивается, а их обучение и подготовка требует задействования современных практических методик обучения.

*Ключевые слова:* учебно-лабораторное оборудование, лаборатории по робототехнике, учебные тренажеры, виртуальный 3D-конструктор.

## Application of modern educational-laboratory simulators to improve the effectiveness of training

R.I. Vafin, O.V. Kruglov, D.N. Tokarev  
Production Association «Zarnitza»  
Moscow, Russian Federation  
rashid.vafin@zarnitza.ru

Today, the lack of laboratory equipment that meets all the requirements of the time – the actual problem for the majority of general and specialized education. Agile businesses also can not do without specialized devices that their employees will hone their skills.

The reason for this is trivial – the existing material and technical equipment simply outdated and does not meet the current needs of the educational programs. At the same time the need for highly qualified specialists is growing rapidly, and their education and training requires involvement of modern practical training methods.

*Keywords:* educational and laboratory equipment, lab robotics, training simulators, virtual 3D-designer.

### I. ВВЕДЕНИЕ

Энергетика – это отрасль, от которой зависит жизнеобеспечение людей, стабильная работа предприятий, развитие экономики страны. В современном мире она играет одну из ведущих ролей в структуре промышленности. Любое, даже незначительное нарушение в работе генерирующего или распределительного оборудования, тепловых или электрических сетей может обернуться катастрофой.

И в свете этого профессия «энергетик» в наше время стала не только важной и престижной, но и чрезвычайно ответственной. В энергетической отрасли, где эксплуатируются высокотехнологичные устройства и оборудование, должны быть заняты квалифицированные рабочие и специалисты.

Современная энергетика – это самый сложный технологический комплекс. Чтобы успешно работать в этой отрасли, необходимы фундаментальные знания и высокий профес-

сионализм. Без продуктивного обучающего процесса с помощью инновационного учебного оборудования это невозможно. Лидером на рынке учебного оборудования является производственное объединение «Зарница».

### II. МЕТОДИКА ОБУЧЕНИЯ

В реальной энергосистеме нельзя имитировать сбой и аварийные ситуации, поэтому наше предприятие создает учебно-исследовательские полигоны и учебные комплексы для различных учебных заведений, с помощью которых учащиеся могут получить навыки работы на современном оборудовании, в том числе и в экстремальных ситуациях, а также проводить научные исследования в интересах энергетических компаний (рис. 1).

Внедрение в электроэнергетический комплекс робототехники также создает необходимость в тренировочных системах для подготовки специалистов (рис. 2).



Рис. 1. Экспериментальная учебная лаборатория



Рис. 2. Мобильная роботизированная система

Регенеративная энергия из источников, которые по масштабам являются неисчерпаемыми. Основной принцип использования возобновляемой энергии заключается в её извлечении из постоянно происходящих в окружающей среде процессов и предоставлении для технического применения. Возобновляемую энергию получают из природных ресурсов, таких как солнечный свет, водные потоки, ветер, приливы и геотермальная теплота, которые являются возобновляемыми (пополняются естественным путём). Для специалистов в этом направлении применяются обучающие стенды (рис. 3).



Рис. 3. Учебно-лабораторные стенды по изучению возобновляемой энергии: а – солнечная электростанция; б – ветряная электростанция

Диспетчер – это инженер высшей категории, ведущий инженер. В его работе возникают нештатные ситуации

(сбои или аварийные ситуации), которые могут приводить к большому человеческим жертвам и значительному экономическому ущербу. При этом необходимо быстрое принятие решения по ликвидации аварии, включению резервного оборудования, восстановлению нормального питания потребителей. Для этого необходимы постоянные тренировки при аварийных ситуациях – с этой целью и был создан тренажёр (рис. 4).



Рис. 4. Тренажёр для подготовки диспетчеров

Производственное объединение «Зарница» более 15 лет занимается разработкой и производством обучающего оборудования, тренажёров для среднего и высшего профессионального образования и имеет практический опыт реализации в России проектов по оснащению учебных заведений «под ключ». Производимая продукция давно зарекомендовала себя и эксплуатируется во многих учреждениях Российской Федерации, ближнего зарубежья.

Учебные тренажеры и электрифицированные стенды изготавливаются в соответствии со спецификой процесса обучения и освоения необходимых навыков, используются для оптимизации практических занятий, что позволяет существенно экономить на обслуживании оригинальных машин, установок и приборов.

Существенная часть производимых позиций – учебно-лабораторные тренажеры и комплексы, наглядное стендовое оборудование, комплексные классы различного профиля – является продуктом наших партнерских отношений с кафедрами государственных университетов.

Производственное объединение «Зарница» уже оснастило инновационным учебным оборудованием такие ведущие предприятия нашей страны, как госкорпорация «Росатом», ОАО «Российские железные дороги», МУП «Метроэлектротранс», крупнейшие вузы и СУЗы Российской Федерации.

На протяжении нескольких лет ведется активная работа по внедрению и адаптации учёного оборудования для подготовки специалистов, а также по повышению квалификации в области энергетики в Казанском государственном энергетическом университете.

Одна из целей ПО «Зарница» – это создание передового учебного оборудования для повышения качества подготовки кадров.

#### Список литературы

- [1] Сайт компании ООО ПО «Зарница» [электронный ресурс]. URL: <http://zarnitza.ru/>.

# Обновленный конструктор электроэнергетических систем

О.С. Возисова, Е.Ю. Кокшарова, А.О. Егоров, Д.А. Снегирев  
ФГБОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»  
Екатеринбург, Россия  
vozisova\_olya@mail.ru, liza.koksharova@mail.ru, hiperboreya@yandex.ru, den\_snegirev@mail.ru

Проект «Конструктор электроэнергетических систем», созданный на базе кафедры АЭС УралЭНИИ УрФУ, имеет целью решение важных образовательных и инженерно-технических проблем, существующих в системе образования и подготовки специалистов энергетической отрасли. Создание масштабной модели любого элемента оборудования производится в несколько технологических этапов. Сбор исходных данных происходит вручную или при помощи лазерного сканирования непосредственно на объекте, а также на основе технологической документации, чертежей и фотографий. Следующий этап – построение САД-модели с использованием программного комплекса Autodesk AutoCAD. Для создания (печати) применяются технологии 3D-печати с использованием принтеров StarLight и CubeX. Далее составляется альбом конструкторской документации, позволяющей развивать и поддерживать научно-техническую разработку элемента, а также создавать на её основе собственное уникальное оборудование. За время существования проекта «Конструктор электроэнергетических систем» созданы десятки моделей и прототипов, опробованы и успешно применяются несколько различных технологий производства. Успешно функционирует производственная 3D-лаборатория, основанная на базе кафедры АЭС УралЭНИИ УрФУ. Создана производственно-материальная база и организован учебный и производственный процесс, необходимый для подготовки высококвалифицированных студентов и выпускников для электроэнергетической отрасли. Ведётся активная работа по созданию полного парка силового оборудования полного цикла.

*Ключевые слова: конструктор электроэнергетических систем, образовательные программы, САД-модели, 3D-печать, энергетическое оборудование, обратный инжиниринг, собственное производство.*

## Renovate electrical power system designer

O. Vozisova, E. Koksharova, A. Egorov, D. Snegirev  
Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin,  
Ekaterinburg, Russian Federation  
vozisova\_olya@mail.ru, liza.koksharova@mail.ru, hiperboreya@yandex.ru, den\_snegirev@mail.ru

The project named by Electrical Power System Designer created on the basis of AES department (Ural Energy Institute, UrFU) whose purpose is finding solutions of the important learning and technical problems existing in educational system and in a process of specialists training. Creation of large-scale model of any element of the equipment is made in several technological stages by the method of return engineering. Collecting initial data, manually or by means of laser scanning, directly on object, and also on basis of technological documentation, drawings and photos. The following stage creation of CAD-model with use of the program Autodesk AutoCAD complex. For creating (printing) 3D-printing technologies are applied with using of StarLight and CubeX printers. Further the album of the design documentation allowing development and supporting of scientific and technical element investigation, and also to create own unique equipment on bases of this researches. During existence of Electrical Power System Designer project tens of models and prototypes have been created, tested and several various production technologies are successfully applied. Efficiently 3D laboratory organized on base of AES department (Ural Energy Institute, UrFU) is working. The manufacturing material resources base has been created, educational and production processes have been organized, which are necessary for training of highly skilled students and graduates for electrical power field. Work on creation of complete full cycle power equipment park is actively conducted.

*Keywords: electrical power system designer , educational programs, CAD-models, 3d-printing, power equipment, return engineering, own production.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Уже несколько лет успешно реализуется долгосрочный проект «Конструктор электроэнергетических систем»,

созданный на базе кафедры АЭС УралЭНИИ УрФУ, связанный с внедрением и освоением студентами конструирования и высокотехнологичного производства силового и вторичного оборудования электроэнергетических сис-

тем, целью которого является решение важных образовательных и инженерно-технических проблем, существующих в системе образования и подготовки специалистов электроэнергетической отрасли [1]. Как показывает многолетний опыт подготовки будущих специалистов, современный образовательный процесс не соответствует требованиям времени, а именно: существует дефицит наглядного учебного материала, позволяющего в полной мере изучить конструкцию и принцип действия основного силового оборудования, в силу ограниченного доступа студентов электроэнергетической отрасли на действующие энергообъекты. На сегодняшний день конструктор электроэнергетических систем – это производитель масштабных моделей силового и вторичного оборудования. Члены команды по созданию конструктора электроэнергетических систем уже сегодня наблюдают заметный прогресс и рост квалификации студентов, обучающихся на базе масштабных моделей силового и вторичного оборудования [2].

Конструктор выполняется на основе методов и технологий масштабного моделирования с применением новейших промышленных систем объёмного CAD/CAM-проектирования. В настоящее время в производстве конструктора широко используются методы и технологии 3D-сканирования, объёмной печати, реализованные в 3D-принтерах, которые в основном применяются в медицине и ювелирном производстве, а также такие современные технологии, как обратный инжиниринг. Такой подход к производственному процессу позволяет производить уменьшенные копии (масштабные модели) силового и вторичного оборудования электроэнергетических систем и обеспечить их высокую внешнюю точность и идентичность (копийность). Очевидным преимуществом масштабного моделирования является обеспечение наглядности изучаемого или управляемого объекта [1, 2].

## II. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ

Как уже было сказано выше, проект «Конструктор электроэнергетических систем» направлен, в первую очередь, на решение образовательных задач в электроэнергетической отрасли, а именно – обеспечение подготовки студентов-выпускников и специалистов для нужд электроэнергетической отрасли. Это связано с тем, что современная система образования поставлена в новые условия функционирования, вынуждающие образовательные учреждения сокращать и снижать финансовые, временные и другие издержки на образовательную деятельность. При таком подходе к обучению фактически отсутствуют возможности донести до учащихся проблемы и знания о внешнем виде оборудования, его детализации и наглядности его устройства, принципах действия, назначении, конструктивном выполнении, оперативном управлении, проблемах монтажа, правилах сборки и технической эксплуатации [3].

Наряду с образовательными проблемами, с помощью проекта «Конструктор электроэнергетических систем» решаются и производственные задачи контроля эксплуатируемого оборудования в энергетической отрасли. Объёмное лазерное сканирование позволяет обеспечить полное воспроизводство топографических и геометрических

данных об энергообъекте. На основе 3D-сканирования становится возможным выполнение обратного инжиниринга – воссоздание утраченных или создание актуальных планов и чертежей, необходимых для проведения работ по техническому перевооружению или реконструкции энергообъекта. Важным элементом процесса оперативного сканирования или дальнейшей обработки данных по итогам сканирования является возможность проведения измерений геометрических параметров оборудования, находящегося в работе, в том числе под напряжением.

Решением этой и других образовательных проблем является внедрение в образовательный процесс технологий масштабного моделирования силового и вторичного оборудования станций и подстанций совместно с технологиями материаловедения и энергетического машиностроения [4].

## III. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЭТАПЫ ПРОИЗВОДСТВА МАСШТАБНЫХ МОДЕЛЕЙ

Создание масштабной модели любого элемента оборудования производится в несколько технологических этапов методом обратного инжиниринга. Сбор исходных данных происходит вручную или при помощи лазерного сканирования непосредственно на объекте, а также на основе технологической документации, чертежей и фотографий. Этап создания конструктора является очень важным, так как именно от него зависит качество и дальнейшая детализация любой создаваемой модели. Для того чтобы максимально быстро и качественно собрать все необходимые данные на этапе проектировки, мы используем технологии обратного инжиниринга, который, в свою очередь, необходим для восстановления размеров образцов оборудования на основании скан-файла, тем самым значительно ускоряется процесс сбора исходных данных, воспроизводства технической конструкторской документации и создание масштабной модели элемента конструктора. Важно заметить, что по итогам выполнения обратного инжиниринга становится возможным проведение контроля качества выполненных строительно-монтажных работ, анализ механических деформаций, повреждений и износа поверхностей оборудования. Тем самым решаются не только образовательные, но и производственные задачи. Значимым элементом процесса оперативного сканирования или дальнейшей обработки данных по итогам сканирования является возможность проведения измерений геометрических параметров оборудования, находящегося в работе, в том числе под напряжением (рис. 1).

Для создания (печати) применяются технологии 3D-печати с использованием принтеров StarLight (Россия) для элементов малого масштаба и требующих детальной прорисовки мелких деталей (болтовых соединений и др.) (рис. 2) и CubeX (США), используемый для деталей крупных масштабов.

Далее составляется альбом конструкторской документации, позволяющей развивать и поддерживать научно-техническую разработку элемента, а также создавать на её основе собственное уникальное оборудование [5, 6].



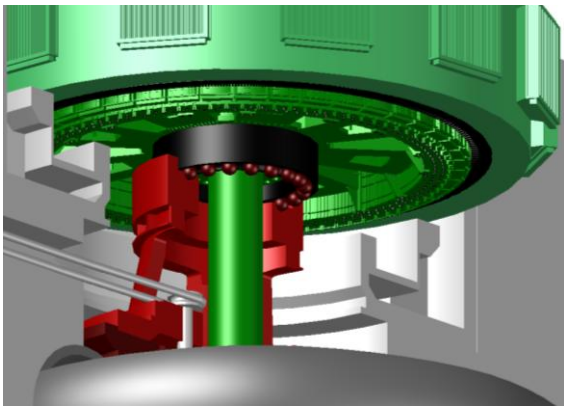


Рис. 1. CAD-модель гидроагрегата, созданная в программном комплексе Autodesk AutoCAD



Рис. 2. Линейная прогрессия трансформаторов тока ТРГ-110 кВ в различных масштабах, напечатанная на 3D-принтере StarLight

#### IV. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В СОЗДАНИИ КОНСТРУКТОРА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Последним крупным проектом в рамках деятельности команды конструкторов было создание платформы подстанции 110 кВ, т.е. создание крупномасштабной модели подстанции с полностью прорисованными объектами, а также всей прилегающей территории (рис. 3, 4).

За несколько лет существования проекта «Конструктор электроэнергетических систем» методы и технологии создания элементов готового конструктора прошли несколько изменений. На каждом этапе мы сталкивались с множеством трудностей и придумывали новые методы, позволяющие решить актуальные проблемы. Последней проблемой, с которой мы столкнулись, была невозможность изменить масштаб детали с меньшего на более крупный.

Это связано с тем, что при увеличении масштаба допуски и припуски не соответствовали требуемым, поэтому было принято решение проводить отрисовку и моделирование в масштабе 1:1. Такая технология создания моделей конструктора позволяет качественно решить не одну, а сразу две актуальные проблемы: решение проблемы с допусками и припусками – теперь они соответствуют регламентированным стандартам, а также создание всей необходимой проектной документации и паспортов оборудования на базе моделей, выполненных 1:1 [5].

На сегодняшний день спроектированы CAD-модели выключателей ВГТ 220, 500 и 750 кВ (рис. 5). На базе созданной платформы подстанции ведется работа над формированием элементов и подстанции 500 и 750 кВ.

Одним из новых направлений, реализуемых совместно со специалистами в области нетрадиционных возобновляемых источников электроэнергии, является создание масштабной модели ветрогенератора.

В продолжение темы образовательных задач в рамках проекта электроэнергетических систем ведется активная работа по созданию так называемых электрофизических и электротехнических артефактов, которые помогут учащимся начальных курсов, на первых этапах обучения, понять принципы действия и назначение различных деталей и смогут стимулировать развитие конструирования и изобретательской деятельности студентов.



Рис. 3. CAD-модель платформы подстанции 110 кВ, созданная в программном комплексе Autodesk AutoCAD (общий вид)

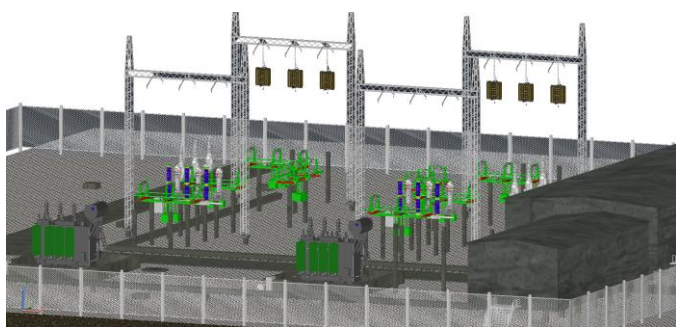


Рис. 4. CAD-модель платформы подстанции 110 кВ, созданная в программном комплексе Autodesk AutoCAD

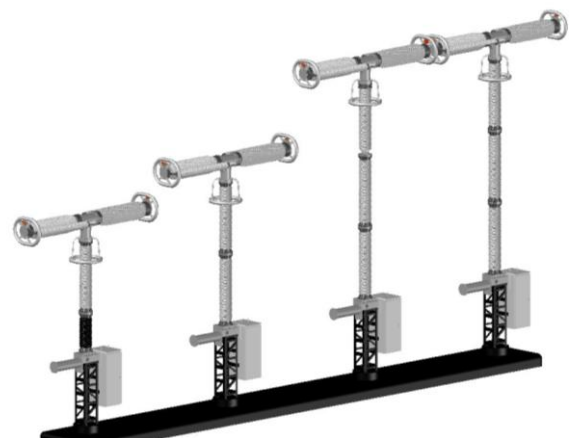


Рис. 5. CAD-модель ВГТ выключателя 110, 220, 500 и 750 кВ

Сегодня мы работаем над созданием таких артефактов, как электроформная машина, электромерт, Лейденская банка и Генератор Ван де Графа. Первым артефактом, воссозданным в рамках проекта, стала Багдадская батарейка (рис. 6). Она выполнена в масштабе 1:1 и находится на последнем этапе – грунтовка и покраска.



Рис. 6. Первый артефакт, созданный в рамках проекта «Конструктор электротехнических систем», – Багдадская батарейка

В последние месяцы активно наращивается штат сотрудников проекта. Только за последние 3 месяца было обучено более 40 студентов электротехнического направления, заинтересованных в работе над конструкторской документацией и расширении элементной базы конструктора электроэнергетических систем. Двадцать три самых успешных из них уже приступили к созданию пробных, тестовых моделей конструктора и в дальнейшем готовы стать полноценными сотрудниками проекта.

## V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

«Конструктор электроэнергетических систем» – проект, направленный, главным образом, на создание материального оснащения образовательных дисциплин электроэнергетического направления.

Также в рамках конструктора ведется работа над созданием документации (чертежи, паспорта и т.д.) для проектируемых элементов конструктора.

Студенты, привлечённые к работе над проектом «Конструктор электроэнергетических систем», уже сегодня заметно улучшили свои знания как материальной базы электроэнергетического оборудования, так и программных комплексов Autodesk AutoCAD, используемых при создании конструктора.

Последние разработки конструктора – прогрессия трансформатора тока (рис. 2) и элементы конструктора – были представлены на выставке «Иннопром-2016». Конструктор электроэнергетических систем был представлен на II Всероссийском конкурсе студенческих научных обществ и конструкторских бюро и занял третье призовое место.

## Список литературы

- [1] Возисова О., Егоров А., Трембач А., Конструктор электроэнергетических систем. Siemens 3API DT 145kV Circuit-Breaker // *Applied Mechanics and Materials*. Vol. 698 (2015). P. 699–703. Submitted: 07.10.2014 © (2015) Trans Tech Publications, Швейцария (references).
- [2] Егоров А., Возисова О., Казанцев А., Фирсова Д. Конструктор электроэнергетических систем. Измерительный трансформатор ABB CPB245 / CPB550 // *International Conference on Advanced Materials and Engineering Structural Technology ICAMEST 2015*, 2015. P. 56–59.
- [3] Кузнецов К.А., Возисова О.С., Фирсова Д.А., Зонов И.С. Конструктор электроэнергетических систем. Линейная прогрессия трансформатора тока ТРГ-110. Иваново: ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», 2015. С. 492–495.
- [4] Возисова О.С., Кузнецов К.А., Зонов И.С. Конструктор электроэнергетических систем. Иваново: ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», 2015. – P. 492–495.
- [5] Возисова О., Ерошенко С., Кокшарова Е., Хальясмаа А., Дмитриев С. Применение технологий 3D-сканирования и печати в области электроэнергетики // *2016 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, Taipei, Taiwan 14 – 17 March, 2016. Copyright ©2016 by IEEE. P. 892–897.
- [6] Igor Zonov, Kirill Kuznetsov, Stas Eroshenko, Alexandra Khalyasmaa and Stepan Dmitriev. Конструктор электроэнергетических систем и вторичное оборудование // *2016 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, Taipei, Taiwan 14 – 17 March, 2016. Copyright ©2016 by IEEE. P. 916–921.

# Внедрение программ и методик повышения квалификации работников электроэнергетической отрасли для выполнения работ под напряжением

А.Б. Дремлюга, А.Г. Сошинов

Камышинский технологический институт (филиал) Волгоградского государственного технического университета  
Камышин, Россия  
epp@kti.ru

Актуальность применения технологии производства работ под напряжением в России в настоящее время обусловлена, прежде всего, выгодой с точки зрения организации эксплуатации электроустановок, практически полным отсутствием несчастных случаев во время проведения работ, а также экономической выгодой от непрерывной продажи электрической энергии. В настоящее время данной проблемой занимаются только в КТИ (филиал) ВолгГТУ и в сетевой компании республики Татарстан. Разработаны методики анализа риска травмирования персонала при выполнении работ под напряжением. В КТИ (филиале) ВолгГТУ созданы открытый и закрытый учебно-тренировочные полигоны для освоения методов работ под напряжением. Разработаны и утверждены: учебные планы и программы повышения квалификации работников сетевых компаний, «Типовая инструкция по организации и выполнению работ под напряжением в электроустановках до 1000 В», стандарт организации, технологические карты. Разработанные учебные планы и программы повышения квалификации работников позволяют подготовить электротехнический персонал нового поколения, который будет способен качественно эксплуатировать распределительные сети страны на новом техническом уровне.

*Ключевые слова:* электротехнические установки, эксплуатация и ремонт, повышение квалификации работников, производство ремонтных работ в электросетевом комплексе под рабочим напряжением до и выше 1 кВ.

## Implementation of programs and methods of power industry workers training for repair work under voltage performance

Anton Dremlyuga, Anatoliy Soshinov

Kamyshin Technological Institute (branch) of Volgograd State Technical University  
Kamyshin, Russia  
E-mail: epp@kti.ru

At the present time topical application of work under voltage technology in Russia is determined, first of all, by the benefit from the point of view of electrical installations operation organization, almost complete absence of accidents during operation, as well as the economic benefits from the continuous sale of power. Now this problem is studied only by Kamyshin technological institute (branch) of Volgograd state technical university and the chain company of Republic of Tatarstan. The methods of risk analysis of personnel injury when working under voltage have been developed. Indoor and outdoor training grounds for methods of work under voltage implementation have been equipped on the basis of KTI (branch) of VSTU. Curricula and programs on training of chain companies workers, "Standard instruction for the organization and performance of work under voltage in electrical systems up to 1000", the standard of organization, flow charts have been developed and approved. The developed curricula and programs on training workers will allow preparing a new generation of electrical personnel capable of qualitative operating the distribution network in the country on the new technical level.

*Keywords:* electrical installations, maintenance and repair, personnel training, repair work production in a power supply complex under the working voltage up to 1 kV and above.

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Формирование требований федеральных государственных образовательных стандартов профессионального образования к результатам освоения основных образова-

тельных программ профессионального образования в части профессиональной компетенции осуществляется на основе соответствующих профессиональных стандартов [1]. Профессиональные стандарты это характеристика квалификации, необходимой работнику для осуществле-

ния определенного вида профессиональной деятельности, в том числе выполнения определенной трудовой функции. В свою очередь, квалификация работника есть уровень знаний, умений, профессиональных навыков и опыта работы работника [2].

Разработка и внедрение новых образовательных стандартов, улучшение технологических процессов, изменение профессиональных задач и другие факторы обуславливают необходимость постоянного повышения квалификации работников. Цель повышения квалификации – обновление теоретических и практических знаний работников в связи с повышением требований к уровню квалификации и необходимостью освоения современных методов решения профессиональных задач.

С июля 2013 года в Трудовом кодексе Российской Федерации (ТК РФ) [2] отсутствует понятие «повышение квалификации», оно заменено термином «дополнительное профессиональное образование». При этом суть раздела IX ТК РФ «Подготовка и дополнительное профессиональное образование работников» (ранее – «Профессиональная подготовка, переподготовка и повышение квалификации работников») не особенно изменилась, а понятие «повышение квалификации» осталось в профессиональных стандартах и многих нормативно-правовых актах.

Разработаны и утверждены профессиональные стандарты по электроэнергетике. Начало применения этих стандартов определено в 2015-2016 годах. Приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 29 декабря 2015 г. № 1178н утверждён профессиональный стандарт "Работник по техническому обслуживанию и ремонту воздушных линий электропередачи". Основной целью профессиональной деятельности работника по техническому обслуживанию и ремонту воздушных линий электропередачи является: обеспечение надежности и качества электроснабжения потребителей путем контроля технического состояния воздушных линий, своевременного и качественного проведения ремонтных и эксплуатационных работ [3].

В целях повышения эффективности и безопасности проведения диагностики и ремонта электроустановок, а также других операций по поддержанию работы энергосистемы необходимо постоянно совершенствовать технологию выполнения данных процессов, а также используемый при этом инструмент и снаряжение. Как показал опыт работы энергетиков в странах Евросоюза, значительный эффект в реализации цели по непрерывному обеспечению потребителей электроэнергией был достигнут внедрением технологий производства работ под напряжением (ПРН) [4].

Производство работ под напряжением – это инновационная технология эксплуатации электроустановок, позволяющая выполнять ремонтно-эксплуатационные работы без отключения электроустановок от напряжения, а соответственно без ограничения подачи электроэнергии потребителям и нарушения режимов работы энергосистем.

В России ПРН на напряжениях 0,4-110 кВ являются новыми, так как их начали внедрять в филиале ОАО «Волгоградэнерго» Камышинские электрические сети только в 2005-2006 годах. До этого в России работы под напряжением применялись и применяются только при эксплуатации воздушных линий напряжением 220-500 кВ.

Одним из достоинств метода выполнения работ под напряжением является то, что он приносит значительный экономический эффект благодаря непрерывности электроснабжения потребителей и снижению потерь энергии, неизбежных при ремонте с отключением линий.

Сравнительный анализ экономической целесообразности внедрения ПРН, проведенный путем сравнения затрат на подготовку, оснащение, организацию работы бригады, работающей со снятием напряжения, и бригады, работающей под напряжением, показал следующее: годовой экономический эффект при внедрении методики ПРН, при прочих равных условиях, составляет:

- первый год работы – 112 384,07 руб.;
- во второй и последующие годы (без учета инфляции и увеличения тарифа) – 183 453,59 руб. [5].

Работа под напряжением в действующих электроустановках это настоящий и завтрашний день в эксплуатации электросетевого хозяйства России, без чего невозможна интеграция в экономику стран Евросоюза и модернизация электроэнергетики.

## II. ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА К БЕЗОПАСНОМУ ПРОИЗВОДСТВУ РАБОТ

Учитывая актуальность задач по профессиональной подготовке и переподготовке электротехнического персонала сетевых компаний для выполнения РПН и их государственное значение, в Камышинском технологическом институте (филиал) Волгоградского государственного технического университета (КТИ) был организован «Инжиниринговый центр инновационных технологий» (в области электроэнергетики и электротехники) и в его состав вошел «Учебно-тренировочный центр».

За основу деятельности центра были взяты методики проведения подготовки персонала, технологии работ и электрозщитные средства, наработанные в филиале ОАО «Волгоградэнерго» Камышинские электрические сети в 2005-2006 годах и польской фирмы «HUBIX», специалисты которой так же привлекались для проведения обучения [6].

Задачами деятельности учебно-тренировочного центра являются:

- проведение теоретического и практического обучения электротехнического персонала (первичное и периодическое) с последующей аттестацией на предоставление права выполнения работ под напряжением в электроустановках до 1000 В;
- комплектование состава бригады, проходящей обучение, сертифицированными защитными и такелажными средствами, а также приспособлениями, необходимыми для выполнения работ под напряжением в электроустановках до 1000 В;
- комплектование персонала, проходящего обучение, пакетом технологической документации для выполнения работ под напряжением.

В состав учебно-тренировочного центра входят:

- открытый и закрытый учебно-тренировочные полигоны, включающие в себя полный комплекс рабочих мест для наиболее часто встречающихся

в практической деятельности работ. Причем элементы воздушных линий (ВЛ) закрытого учебно-тренировочного полигона выполнены высотой, позволяющей проводить обучение персонала без подъема на опору. Все оборудование на учебно-тренировочных полигонах находится под рабочим напряжением и оснащено контрольными устройствами, позволяющими фиксировать ошибки, допускаемые при выполнении работы и обеспечивающими полную защиту персонала от поражения электротоком;

- учебный класс для проведения теоретической подготовки, оснащенный необходимыми современными техническими средствами;
- соответствующая инфраструктура;
- пакет необходимой разрешительной, методической и технологической документации для проведения подготовки и аттестации персонала.

В настоящее время учебно-тренировочным центром КТИ:

- разработаны и внедрены программы специальной подготовки и переподготовки электротехнического персонала для выполнения работ под напряжением в электроустановках 0,4-35 кВ, в соответствии с которыми подготовлено более 40 линейных бригад по эксплуатации распределительных сетей под напряжением 0,4-10 кВ (МРСК Центра, МОЭСК, республики Беларусь, МРСК «Юга», «Татэнерго» и др.);
- разработаны методические материалы в сотрудничестве с Департаментом технического аудита и генеральной инспекции РАО «ЕЭС России», Институтом охраны труда и технического аудита г. Москва, ПАО «МРСК Центра» и др.;
- разработаны и опробованы новые перспективные программы обучения:
  - монтаж под рабочим напряжением на ВЛ мультикамерных разрядников типа РМК-20;
  - чистка изоляции и подтяжка контактов на электрооборудовании под напряжением до 35 кВ (включительно);
- научно обоснована методическая база специальной подготовки (под руководством доктора технических наук, профессора Медведева В.Т.);
- подготовлена и защищена кандидатская диссертационная работа на тему «Совершенствование охраны труда при выполнении работ под напряжением».

На курсы обучения работам под напряжением на воздушных и кабельных линиях, в распределительных устройствах электросетевыми организациями направляются электромонтеры, которые соответствуют квалификационным критериям:

- как минимум 1 год стажа работы при эксплуатации воздушных, кабельных линий и распределительных устройств напряжением 1 кВ;

- квалификационное свидетельство, допускающее к эксплуатации электроустановок, сетей и распределительных устройств напряжением до 1 кВ;
- позитивные результаты медицинского осмотра, включающего психологические тесты, и разрешение на выполнение работ на высоте.

Программа первичного курса повышения квалификации состоит из 178 часов, из которых 30% отводится на теоретическую часть, остальное время – на практику.

В теоретическую часть входит изучение следующих позиций:

- введение в тематику ПРН;
- терминология, определения и технологии ПРН;
- инструмент и снаряжение для ПРН;
- руководящие и регламентирующие документы по ПРН;
- изучение и обсуждение инструкции ПРН;
- характеристика воздушных, кабельных линий и распределительных устройств до 1 кВ;
- определение опасных факторов и оценка риска при ПРН;
- охрана труда.

Практическая часть курса включает:

- изучение и проверку технического состояния инструмента, снаряжения и индивидуальных средств защиты для работы под напряжением;
- обучение технике изолирования места работы (на низкой части полигона);
- обучение технологиям выполнения элементарных работ;
- обучение технике выполнения полных технологий ПРН при напряжении 380 и 220 В «в контакте» и «на расстоянии» (рис. 1 и рис. 2);
- обучение комплексному выполнению эксплуатационных заданий;
- индивидуальные задания.



Рис. 1. Обучение работам под напряжением методом «в контакте»



Рис. 2. Обучение работам под напряжением методом «на расстоянии»

Авторами статьи разработаны и используются в учебном процессе технологические карты для работ под напряжением 0,4-35 кВ.

Примерный список технологических карт для работ под напряжением на воздушных, кабельных линиях электропередачи и в распределительных устройствах до 1 кВ:

- монтаж и подключение элементов ответвления с голыми проводами к линии с голыми проводами;
- монтаж и подключение элементов кабельного ответвления к линии с голыми либо изолированными проводами;
- монтаж и подключение элементов ответвления с изолированными проводами к линии с голыми либо изолированными проводами;
- отключение и демонтаж элементов ответвления с голыми проводами от линии с голыми проводами;
- подключение кабеля либо проводов находящихся без напряжения к распределительному устройству под напряжением;

- замена основания предохранителей в распределительном устройстве;
- замена рубильника и так далее.

Это только малая часть технологических карт из перечня, разработанного авторами статьи. В учебном центре продолжается совершенствование методической и технической базы в соответствии с современными требованиями.

### III. ВЫВОДЫ

Стратегическая цель внедрения технологии РПН в России – подготовка электротехнического персонала нового поколения, способного качественно эксплуатировать распределительные сети страны.

### Список литературы

- [1] Федеральный закон от 2 мая 2015 г. №122-ФЗ «О внесении изменений в Трудовой кодекс Российской Федерации и статьи 11 и 73 Федерального закона «Об образовании в Российской Федерации» [Электронный ресурс] // Компания «Консультант плюс» [Официальный сайт]. URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_178864](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_178864) (дата обращения: 12.05.2016).
- [2] Трудовой кодекс Российской Федерации // Компания «Консультант плюс» [Электронный ресурс] // Компания «Консультант плюс» [Официальный сайт]. URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_178864](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_178864) (дата обращения: 12.05.2016).
- [3] Приказ Министра труда и социальной защиты РФ от 29 декабря 2015 г. №1178н «Об утверждении профессионального стандарта «Работник по техническому обслуживанию и ремонту воздушных линий электропередачи» Код 20.031 Электроэнергетика [Электронный ресурс] // Компания «Консультант плюс» [Официальный сайт]. URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_178864](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_178864) (дата обращения: 12.05.2016).
- [4] Сошинов А.Г. Методика проведения ремонтных работ в электросетевом комплексе под напряжением / А.Г. Сошинов // Справочник специалиста по охране труда. – 2014. – №9. – С. 35-43.
- [5] Сошинов А.Г. Ремонтные работы под напряжением / А.Г. Сошинов // Энергонадзор. – 2014. – № 12 (64). – С. 48-51.
- [6] Богданов, В.В. Инновационный подход в подготовке энергетиков нового поколения по производству работ под напряжением / В.В. Богданов, И.В. Богданов, А.Г. Сошинов // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2014. – №11 (часть 4). – С 537-540.

# Корпоративная подготовка инженеров в России в контексте Всемирной инициативы CDIO

П.М. Ерохин, Ю.А. Куликов  
АО «Системный оператор Единой энергосистемы»  
Kulikov.y@so-ups.ru

Обсуждение проблемы повышения эффективности инженерного образования, его переосмысление происходит во всем мире. Прослеживается критика инженерного образования со стороны работодателей в отношении излишней теоретизации обучения и недостаточности подготовки к реальной практике, требующей навыков проектирования, коммуникации. Отмечается, что в процессе подготовки инженеров важна не только передача студентам предметных знаний, но и формирование у будущих инженеров личностных и межличностных компетенций, навыков работы в команде. В результате дискуссий и обсуждения проблемы подготовки инженеров представителями ведущих университетов мира и профессионального сообщества появились различные модели инженерного образования. Одно из направлений реформирования инженерного образования определено во Всемирной инициативе CDIO, получившей широкое распространение в ведущих технических университетах мира. В докладе приведено ее краткое описание, а также проведена оценка взаимосвязи основных принципов системы корпоративной подготовки инженеров с подходом CDIO. Предложен новый подход к организации процесса подготовки инженеров, который предполагает сохранение сущности учебного процесса в технических университетах и перенос подготовки инженеров в негосударственный сектор путем создания корпоративных центров инженерной подготовки, дополняющих систему подготовки специалистов в государственных технических университетах. Проанализировано соответствие принципов системы корпоративной подготовки инженеров в России Всемирной инициативе CDIO. Предложенная авторами корпоративная система подготовки инженерных кадров, основные положения которой приведены в докладе, соответствует подходу и основным принципам Всемирной инициативы CDIO в плане планирования, проектирования, создания и управления электроэнергетической системой.

*Ключевые слова: Всемирная инициатива CDIO, подготовка инженерных кадров, проектно-ориентированное образование, корпоративные центры инженерной подготовки.*

## Corporate training of engineers in Russia in the context of the World CDIO Initiative

P. Erokhin, Y. Kulikov  
JSC «System Operator of United Power System»  
kulikov.y@so-ups.ru

Discussion of the problem of increasing the effectiveness of engineering education, his rethinking, occurs worldwide. There is criticism of engineering education by employers against excessive theorization of education and lack of preparation for the actual practice that requires design skills, communication. It is noted that in the process of training of engineers is important not only the transfer to students some volume of knowledge, but also the formation of future engineers, personal and interpersonal competences, team work skills. As a result, debates and discussions of the problem of engineers training by representatives of the leading world universities and the professional community, led to the creation of various models of engineering education. One of the areas of reform of engineering education is defined in the World Initiative CDIO, are widely used in the world's leading technical universities. The report shows a brief CDIO description, as well as relationship of basic principles of proposed corporate training system of engineers with CDIO approach. A new approach to the organization of engineers training, and transfer of this training in the private industrial sector through the establishment of corporate centers of engineering education, complementing the education of specialists in the State Technical University are proposed. The compliance the principles of corporate engineers training system in Russia with CDIO World Initiative is analyzed. Authors proposed a system of corporate training engineers, the main principles of which are given in the report, consistent with the main principles of the CDIO Initiative in terms of planning, design, creation and control of the power system.

*Keywords: World Initiative CDIO, training of engineers, project-oriented education, corporate engineers training centers.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Обсуждение проблемы повышения эффективности инженерного образования, его переосмысление происходит во всем мире [1, 2]. Прослеживается критика инженерного образования со стороны работодателей

в отношении излишней теоретизации обучения, в частности, математике, естественным и техническим наукам и недостаточности подготовки к реальной практике, требующей навыков проектирования, коммуникации. Отмечается, что в процессе подготовки инженеров важна не только передача студентам предметных знаний, но

и формирование у будущих инженеров личностных и межличностных компетенций, навыков работы в команде. Ведущими техническими университетами США, Швеции, Бельгии предложены различные модели инженерного образования, направленные на развитие компетенций будущего инженера, отвечающих запросам профессионального сообщества. Наиболее известной является Всемирная инициатива CDIO, получившая широкое распространение и внедренная более чем в 100 технических университетах мира.

Развитию профессиональных и общекультурных компетенций способствует предложенная в [1] система корпоративной подготовки инженеров, которая может быть реализована крупными корпорациями, нуждающимися в непрерывном пополнении персонала. Создание отраслевых центров подготовки инженеров позволит частично перенести бремя финансового, организационного и кадрового обеспечения инженерной подготовки в производственную сферу экономики страны.

В результате дискуссий и обсуждения проблемы подготовки инженеров представителями ведущих университетов мира и профессионального сообщества появились различные модели инженерного образования. Одно из направлений реформирования инженерного образования, определенное во Всемирной инициативе CDIO [2], получило широкое распространение в ведущих технических университетах мира. В докладе приведено ее краткое описание, а также проведена оценка взаимосвязи предложенных в [1] основных принципов системы корпоративной подготовки инженеров с подходом CDIO.

## II. ВСЕМИРНАЯ ИНИЦИАТИВА CDIO

В последние десятилетия ведущие технические университеты, промышленные предприятия и правительственные организации обращают внимание на необходимость реформирования инженерной подготовки и формулируют свои представления о требуемых компетенциях инженеров. Благодаря этому определилась основная цель инженерного образования как подготовка студентов, способных планировать, проектировать, производить и применять сложные инженерные объекты, процессы и системы. Цели и задачи реформирования инженерного образования были положены в основу крупного международного проекта – Всемирной инициативы CDIO (Conceive, Design, Implement, Operate – планирование, проектирование, применение, производство, модель 4п). В текущем разделе доклада излагаются основные принципы CDIO [2].

### A. Задачи и цели инициативы CDIO

Основная задача инженерного образования: выпускник технического вуза должен уметь планировать, проектировать, производить и применять комплексные инженерные объекты, процессы и системы с добавленной стоимостью в современных условиях командной работы.

Подход CDIO направлен на достижение трех целей подготовки специалистов, способных:

1. Применять базовые инженерные знания в практической деятельности.

Подход не преуменьшает значимости технических основ, он подчеркивает важность практических знаний и концептуальное понимание предметной области.

2. Руководить процессом создания и эксплуатации технических объектов, процессов и систем.

Признается необходимость подготовки студентов к будущей профессиональной деятельности, развитие личностных и межличностных компетенций будущего руководителя.

3. Понимать важность и последствия воздействия научного и технического прогресса на общество.

Подчеркивается, что выпускники инженерных программ должны ясно осознавать роль науки и технологий в развитии общества и принять за это ответственность.

### B. Контекст инженерной деятельности

В соответствии с подходом CDIO, инженер решает задачи планирования, проектирования, производства и применения объектов, процессов и систем. Эти термины применимы в любых областях инженерной деятельности. Кроме задач, решаемых инженерами, контекст инженерной деятельности включает в себя также широкий перечень целей и процессов. При этом некоторые характеристики контекста инженерной деятельности, такие как создание новых объектов, повышение роли новых технологий в жизни общества, междисциплинарный подход, остаются стабильными. Но за последние 50 лет в инженерной деятельности появились новые контекстные факторы:

- устойчивое развитие, определяющее долгосрочное благосостояние с точки зрения разумной эксплуатации окружающей среды, экономики и жизни общества;
- глобализация, в результате которой возникают сложные и подвижные системы коммуникации, производства и оказания услуг и торговли, охватывающие все мировое пространство;
- инновации, которые открывают дорогу к новым рынкам, большим объемам продаж, повышенной рентабельности и являются источником экономического здоровья и конкурентоспособности государства;
- лидерство, которое определяется не только и не столько занимаемой должностью и полномочиями, сколько влиянием на тех, над кем лидер часто не имеет официальной власти.

В течение многих лет инженеры оставались лидерами на предприятиях, потому что инженерные знания были необходимы для принятия решений. В конце XX века ведущие позиции на предприятиях заняли менеджеры, не обладающие техническими знаниями, но принимающие важнейшие решения. Во многих странах мира наблюдается обеспокоенность текущей ситуацией и бытует мнение, что инженеры должны вновь занять лидирующие позиции в инженерных компаниях.

### C. Контекст инженерного образования

В образовании под контекстом подразумевается среда, способствующая приобретению знаний и умений. Планирование, проектирование, производство и применение должны стать естественным контекстом инженерного образования. Эта модель не является контекстом повсеместно, во всех технических университетах, уже сегодня, потому что в инженерных вузах работают, как правило,



инженеры-исследователи, а не инженеры-практики. Инженеры-исследователи производят новое инженерное знание, следуя редукционистскому подходу, поскольку благодаря ему значительно вознаграждаются усилия отдельных лиц. В инженерной практике, напротив, применяется системный подход для создания инженерных объектов, процессов и систем, при которых важна работа команды. Сложившаяся на текущий момент напряженная ситуация в инженерном образовании многих стран является результатом такой трансформации. До 1950-х годов в ряде стран преподавателями вузов были практикующие инженеры, и образование было практическим. В 1950-х годах началась техническая революция, благодаря которой в университеты пришли молодые ученые. В 1960-х годах студентов одновременно обучали преподаватели старой практико-ориентированной школы и молодые инженеры-ученые. Однако к 1970-м годам представители старшего поколения вышли на пенсию и их повсеместно заменили ученые-теоретики. Культура и контекст инженерного образования изменились и стали научно-ориентированными. Целью изменения общей парадигмы инженерного образования стало стремление дать студентам теоретические основания для решения неизвестных технических задач в будущем. Не преуменьшая значимости перехода инженерного образования от практики к науке и признавая огромный вклад научных исследований, проведенных за последние полвека, необходимо признать, что следствием такой трансформации явилось изменение культуры инженерного образования. Понимание важнейших практических навыков и умений, формирование которых было ранее отличительным признаком инженерного образования, резко снизилось. В 1980-х годах многие развитые страны мира стали отмечать изменение качества знаний у выпускников инженерных специальностей.

Подход CDIO – это попытка создать такое образование, которое позволит осваивать постоянно увеличивающийся объем предметных знаний и одновременно приобретать универсальные навыки, необходимые для успешной инженерной деятельности.

#### D. Стандарты CDIO

Сложность в реализации подхода CDIO заключается в необходимости изменения инженерных программ и фактически культуры инженерного образования. Для того чтобы облегчить перевод программ в новое качество были разработаны стандарты CDIO, которыми стали 12 принципов, регулирующих проектирование и разработку образовательных программ [2].

Стандарты CDIO определяют требования к следующим мероприятиям и процессам:

- использованию жизненного цикла объектов и систем в качестве контекста образования (стандарт 1);
- разработке учебного плана (стандарты 2 – 4);
- учебным мероприятиям и учебному пространству (стандарты 5 и 6);
- методам преподавания и обучения (стандарты 7 и 8);
- повышению квалификации преподавателей (стандарты 9 и 10);
- системе оценивания (стандарты 11 и 12).

Стандарты служат руководством по разработке и оцениванию образовательных программ, определяют кон-

трольные показатели и цели на основе мирового опыта и способствуют непрерывному улучшению инженерного образования.

### III. СООТВЕТСТВИЕ КОРПОРАТИВНОЙ СИСТЕМЫ ИНЖЕНЕРНОЙ ПОДГОТОВКИ ПОДХОДУ CDIO

#### A. Принципы корпоративной системы инженерной подготовки

Принципы корпоративной системы инженерной подготовки представлены в [1] и заключаются в следующем:

- подготовку инженеров предлагается осуществлять в корпоративных центрах (корпоративных университетах [3]), создаваемых как дочерние организации крупных компаний, которые обеспечивают высокий уровень финансирования, организации деятельности, контроля качества подготовки специалистов для кадрового резерва компании;
- на инженерную подготовку в корпоративный центр на конкурсной основе принимаются выпускники бакалавриата технических университетов. Длительность подготовки – 2 года, каждый год разбит на два семестра. В течение каждого семестра студентами выполняется конкретный, привязанный к реальным условиям проект под руководством опытного руководителя;
- в основу подготовки положен проектный подход, когда весь цикл планирования, проектирования, создания и управления электроэнергетической системой реализован в проекте, выполняемых в течение семестра. Проекты согласуются с корпорацией, что определяет контекстный характер обучения, поскольку студенты решают те же задачи, которые решаются в подразделениях компании. Выполнение каждой задачи проекта сопровождается лекциями и практическими занятиями, на которых изучаются теоретические вопросы решаемой задачи. Это позволяет обучаемому «добывать» знания, необходимые для выполнения конкретной задачи проекта, лучше понять прикладное значение теории, применить свежие знания на практике и закрепить их на долгое время;
- подготовку к учебному процессу в корпоративном центре осуществляет административная группа из штатных сотрудников центра. Обучение осуществляется привлеченными на конкурсной основе преподавателями, значительную часть которых должны составлять работники структурных подразделений компании. Это повысит практическую ориентацию процесса обучения. Учебный процесс сопровождается жестким контролем результатов выполнения проекта, самостоятельной работы и результатов производственной практики.

#### B. Реализация задач электроэнергетического образования в системе корпоративной подготовки инженеров

Применительно к инженерному электроэнергетическому образованию основная задача может быть сформулирована следующим образом. Выпускник должен уметь планировать, проектировать, создавать и применять (реализовывать) режимы работы электроэнергетической системы любой сложности. Эта задача реализуется в про-

ектах, выполняемых в течение одного семестра (рисунок). Одной из первых дисциплин в программе подготовки инженеров должен быть вводный курс «Введение в инженерную деятельность», создающий представление об инженерной практике.

В проекте № 1 выполняется работа по составлению балансов электроэнергетики и мощности, планирование размещения генерирующих мощностей, схем выдачи мощности, развития электрических сетей и систем защиты, режимной и противоаварийной автоматики. В проекте решаются также задачи проектирования, связанные с ростом электропотребления: развитие электроэнергетической системы, технико-экономическое сопоставление предложенных вариантов.

В проекте № 2 рассматриваются вопросы создания новых объектов электроэнергетической системы – электрических станций различного типа, электрических подстанций различного напряжения, высоковольтных и распределительных электрических сетей, систем защиты и автоматики. Решаются задачи расчета токов короткого замыкания, выбора нового оборудования электрических станций, подстанций и электрических сетей, расчета уставок релейной защиты и управляющих воздействий режимной и противоаварийной автоматики.

Проект № 3 посвящен расчету режимов модернизированной электроэнергетической системы. Определяются узлы контроля напряжений и контрольные сечения. Составляются расчетная модель установившегося режима и динамическая расчетная модель, проводится их верификация. Рассчитывается установившийся режим и производится его верификация (оценивание состояния). Рассчитывается статическая и динамическая устойчивость, максимально допустимые и аварийно допустимые перетоки мощности.

Дипломный проект объединяет задачи, решаемые в предыдущих семестрах. В течение дипломного проекти-

рования организуются консультации прикрепленными консультантами из числа преподавателей и сотрудников компании. Защита дипломного проекта принимается экзаменационной комиссией, состоящей из руководящих сотрудников компании и представителя административной группы. Руководители проектов, преподаватели, проводившие занятия, к работе в качестве членов экзаменационной комиссии не допускаются.

Корпоративная практика. Поступая в университет, студенты испытывают разочарование и теряют мотивацию к обучению из-за нехватки профессионального контекста в образовании. Корпоративная практика организуется для компенсации этой нехватки, развития у будущих инженеров личностных и межличностных компетенций, навыков работы в команде предприятия электроэнергетического профиля. В конце каждого семестра должны быть предусмотрены производственные практики, в течение которых студенту целесообразно работать дублером руководителей предприятия. Одну из практик желательно организовать в зарубежной компании – партнере корпорации.

Проверка знаний. Промежуточные экзамены и защита текущих проектов, зачеты по практикам, защита дипломного проекта осуществляются экзаменационными комиссиями, комплектуемыми из ведущих специалистов структурных подразделений компании по всем направлениям деятельности. Преподаватели, ведущие занятия, и члены административной группы центра не имеют права быть членами экзаменационных комиссий – они принимают экзамены по преподаваемым ими дисциплинам. Экзамены целесообразно проводить в письменном виде, что способствует развитию умений излагать свои мысли и результаты работы в письменной форме. По итогам защит промежуточных проектов и сдачи экзаменов по теоретическим дисциплинам делается вывод о целесообразности продолжения обучения отдельных студентов, получивших неудовлетворительные результаты.

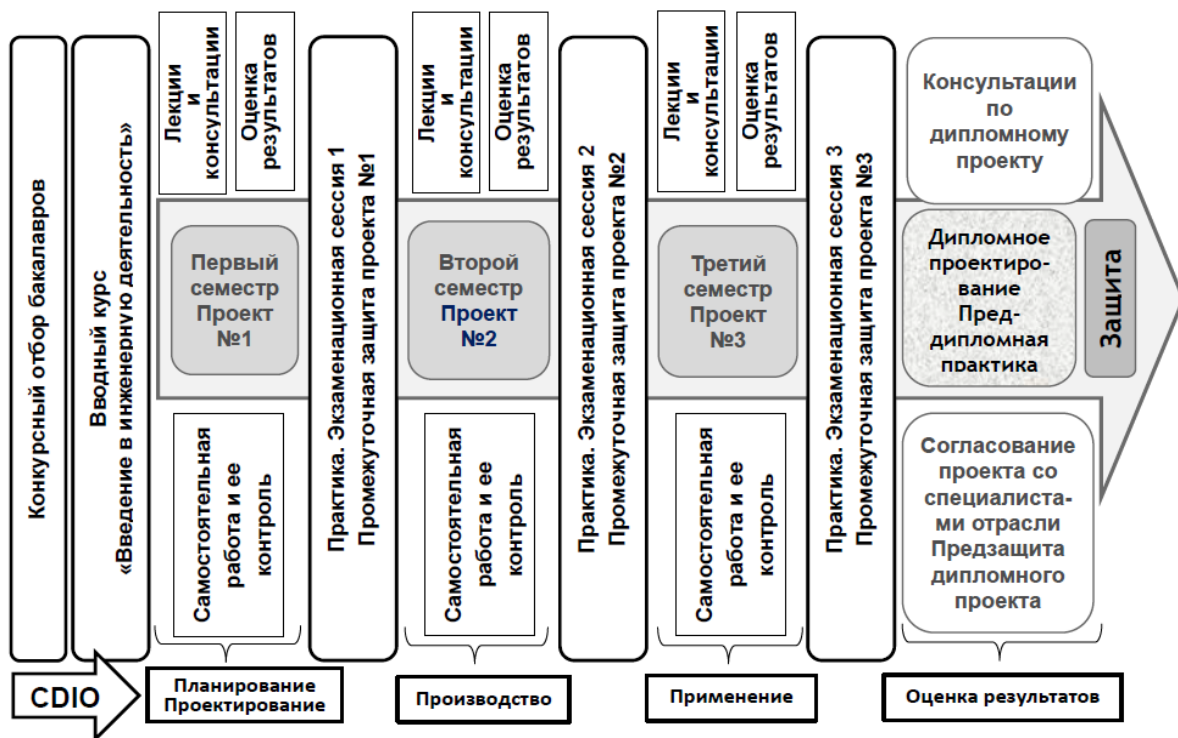


Рис. Схема учебного процесса двухгодичной инженерной подготовки в корпоративном центре в контексте CDIO

#### IV. ВЫВОДЫ

Обсуждение проблемы повышения эффективности инженерного образования, его переосмысление происходит во всем мире. Работодатели критикуют существующее инженерное образование за излишнюю теоретизацию обучения и недостаточность подготовки к реальной практике, требующей навыков планирования, проектирования, коммуникации.

Предложены различные подходы к повышению качества инженерного образования. Наиболее проработанной и внедренной в большом количестве технических университетов во всем мире является Всемирная инициатива CDIO, основные принципы и положения которой приведены в докладе.

В представленном докладе показано, что принципы корпоративной подготовки инженеров, изложенные в [1], полностью соответствуют Всемирной инициативе CDIO в контексте планирования, проектирования, создания и управления в электроэнергетической системе.

Предложенный подход к корпоративной подготовке инженеров не затрагивает существующую систему образования в технических университетах с двухуровневой подготовкой специалистов по принципам Болонской декларации. В корпоративном центре подготовки инженеров, благодаря финансовым возможностям корпорации, значи-

тельно повышается уровень материально-технического обеспечения учебного процесса, оплаты труда преподавателей, условий учебы и быта студентов.

Практической реализации предложенного в [1] подхода должна предшествовать сложная и трудоёмкая фаза разработки бизнес-плана образовательного корпоративного центра, включающего концепцию корпоративного центра, положение о корпоративном центре, нормативно-правовые документы, рабочие программы, содержание проектов, регламенты конкурсного отбора преподавателей, принципы взаимодействия с подразделениями компании, согласование всех разработанных документов и бюджет образовательной деятельности.

#### Список литературы

- [1] Ерохин П.М., Куликов Ю.А. Корпоративная система подготовки инженерных кадров в России // Сборник трудов 5-й Междунар. науч.-техн. конф. «Электроэнергетика глазами молодежи». – Иваново. – 2015. – С. 8–11.
- [2] Кроули Э.Ф. Переосмысление инженерного образования. Подход CDIO / Э.Ф. Кроули, Й. Малмквист, С. Остлунд, Д.Р. Бродер, К. Эдстрем; пер. с англ. С. Рыбушкиной; под науч. ред. д-ра техн. наук, проф. А. Чучалина; нац. исслед. ун-т «Высшая школа экономики». – М.: Изд. дом Высшей школы экономики, 2015. – 504 с.
- [3] Медведев Д.А. Время простых решений прошло // Ведомости. – 2013. – 27 сентября.

# Конструктор электроэнергетических систем. Модели электросетевых объектов и действующие модели

И.С. Зонов, И.М. Бузунов, К.А. Кузнецов, О.С. Возисова, Д.А. Снегирев, Н.В. Ременюк, С.А Титова  
ФГБОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

Екатеринбург, Россия

igor-zonov@mail.ru, ilya0027@gmail.com, kirillkuznetsov@yandex.ru, vozisova\_olya@mail.ru, den\_snegirev@mail.ru, nikola\_21\_12@mail.ru, titovasofia@mail.ru

С сентября 2013 г. на кафедре “Автоматизированные электрические системы” (АЭС) Уральского энергетического института (УралЭНИИ) реализуется проект “Конструктор электроэнергетических систем”, направленный на модернизацию материально-технического оснащения образовательного процесса в сфере подготовки специалистов для электроэнергетической отрасли посредством внедрения методов и технологий масштабного моделирования. В рамках данного проекта разрабатываются 2 инновационных направления: модели электросетевых объектов и действующие модели. Модели электросетевых объектов представляют собой модели распределительных устройств подстанций, электростанций, состоящих из отдельных единиц оборудования, металлоконструкций и токоведущих частей. Такие модели позволят подробно изучить принципы компоновки распределительных устройств и устройств подстанций. Действующие модели – модели оборудования, имеющие подвижные части (генераторы, выключатели, разъединители), позволяющие ознакомить студентов с принципом действия основных составляющих электроэнергетических систем.

*Ключевые слова: конструктор электроэнергетических систем, масштабные модели, обратный инжиниринг, образовательные технологии.*

## Electric power system kit. Models of electric power facilities and dynamic acting models

I.S. Zonov, I.M. Buzunov, K.A. Kuznetsov, O.S. Vozisova, D.A. Snegirev, N.V. Remenyuk, S.A. Titova

Ural Federal University

Yekaterinburg, Russia

igor-zonov@mail.ru, ilya0027@gmail.com, kirillkuznetsov@yandex.ru, vozisova\_olya@mail.ru, den\_snegirev@mail.ru, nikola\_21\_12@mail.ru, titovasofia@mail.ru

The project “Electric power system kit” has been initiated on the basis of “Automated Power Systems” department (APS), Ural Power Engineering Institute (UPEI) in September, 2013. The project is aimed at modernization of equipment and material resources for specialists training process (especially for specialists in electric power engineering) by means of scale modelling methods and technologies introduction. 2 innovative directions are being developed within the framework of the project, namely: the models of electric power facilities and dynamic models. Models of electric power facilities represent the models of an equipment installed at stations and substations, which are formed out of stand-alone equipment, metal structures and conducting parts. The very models make it possible to investigate switchyard arrangement and substation structure in detail. Dynamic models are the models of power equipment with moving parts (generators, circuit breakers, disconnecting switchers), the models allows students to get knowledge about operational principles of the main electric power systems equipment.

*Keywords: electric power system kit, scaled models, reverse engineering, educational technologies.*

### 1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в сфере подготовки специалистов для электроэнергетической отрасли наблюдается дефицит наглядного учебного материала, позволяющего подробно изучить конструкцию и принцип действия основного силового оборудования. Вместе с невозможностью производить обучение студентов на реальных объектах это приво-

дит к снижению компетенций студентов в процессе изучения профильных дисциплин.

Для решения этих проблем на кафедре АЭС УралЭНИИ УрФУ реализуется проект «Конструктор электроэнергетических систем», целью которого является внедрение в образовательный процесс методов и технологий масштабного моделирования: создаются сборные масштабные модели силового и вторичного оборудования [1].

Кроме того, в рамках данного проекта производится обучающие конструированию и моделированию, что позволяет проектировать и создавать новое действующее оборудование.

В рамках данного проекта разрабатываются 2 инновационных направления: модели электросетевых объектов и материальные действующие модели.

## II. МОДЕЛИ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ

### A. Цель и задачи

Модели электросетевых объектов представляют собой комплексные модели распределительных устройств (РУ) подстанций (ПС) и электростанций, которые строятся на основе моделей отдельных элементов: трансформаторов, выключателей, разъединителей, металлоконструкций, линейной арматуры и т.д. Такие модели дают возможность изучить принципы компоновки распределительных устройств, правила размещения оборудования. Кроме того, такая модель представляет собой удобный инструмент проектирования, т.к. является максимально наглядной.

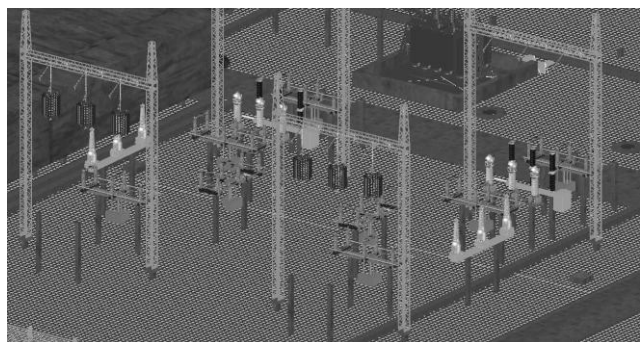


Рис. 1. Общий вид модели ПС 110/10 кВ

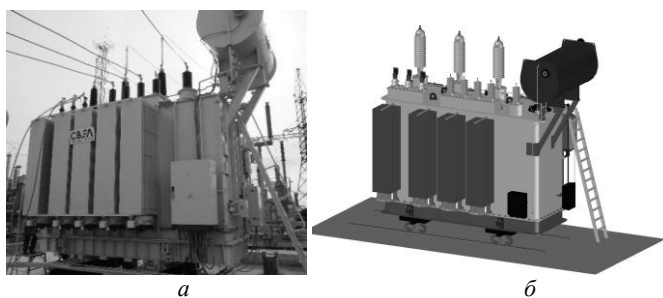


Рис. 2. Силовой трансформатор ТРДН-40000/110 (СВЭЛ): а – фото с ПС, б – CAD-модель

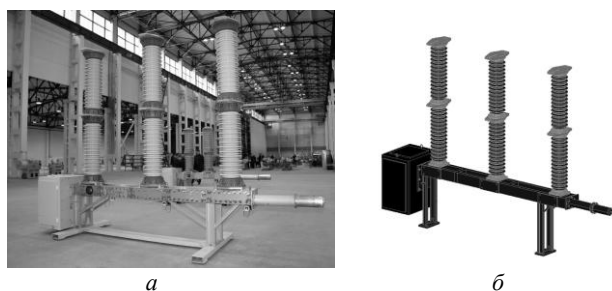


Рис. 3. Силовой выключатель ВГТ-УЭТМ-110: а – фото с завода, б – CAD-модель

В феврале 2016 г. в рамках проекта «Конструктор электроэнергетических систем» было смоделировано распределительное устройство, собранное по схеме 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической пере-

мычкой со стороны линий» (рис. 1). Модель выполнена в масштабе 1:35.

### B. Технологический процесс

Созданию модели подстанции предшествовала многолетняя (с 2012 г.) работа по созданию CAD-моделей отдельных единиц оборудования (рис. 2-6). Отдельные объекты (силовые выключатели, разъединители, силовые и измерительные трансформаторы) создавались на основе габаритных чертежей оборудования, фотографий и данных ручных измерений на реальных объектах. Все модели оборудования выполнялись в масштабе 1:35 и адаптировались для печати на 3D-принтерах.

Источником исходных данных для моделирования подстанции служили стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ», а также каталог ООО «УЭТМ» по компоновочным решениям ОРУ 110 кВ. Из данных документов была получена информация о составе оборудования РУ, основных размерах ячеек.

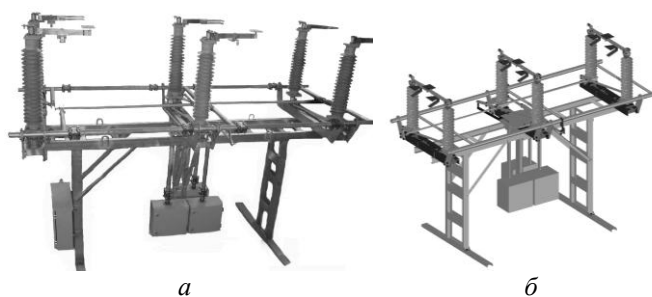


Рис. 4. Разъединитель РН СЭЩ-110: а – фото, б – CAD-модель

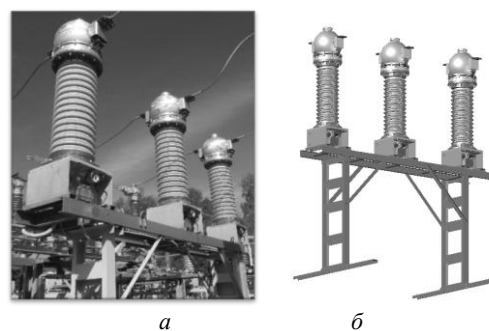


Рис. 5. Трансформатор тока ТРГ-110: а – фото с ПС, б – CAD-модель

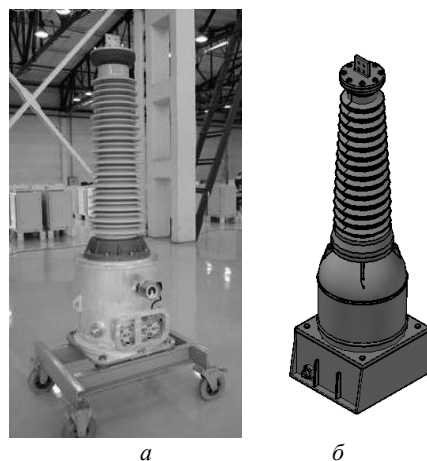


Рис. 6. Трансформатор напряжения ЗНГ-110: а – фото с завода, б – CAD-модель

### С. Описание модели

На подстанции установлено следующее оборудование (рис. 7):

- силовые трансформаторы производства СВЭЛ ТРДН-40000/110;
- силовые выключатели ВГТ-110 производства УЭТМ;
- разъединители РПД-110 производства УЭТМ;
- трансформаторы тока ТРГ-110 производства УЭТМ;
- трансформаторы напряжения ЗНГ-110 производства УЭТМ.

Основное оборудование подстанции установлено на бетонных конструкциях. Подстанция также включает металлические порталы с подвесными изоляторами и высокочастотными заградителями. Территория ПС оснащена кабельными лотками для прокладки вторичных кабелей от коммутационных аппаратов и измерительных трансформаторов. На территории ПС сооружены здания ЗРУ и ОПУ.

## III. ДЕЙСТВУЮЩИЕ МОДЕЛИ

### А. Цель и задачи

Целью разработки действующих моделей оборудования является демонстрация на наглядном примере принципа действия оборудования, имеющего подвижные элементы (турбо- и гидрогенераторы, силовые выключатели, разъединители).

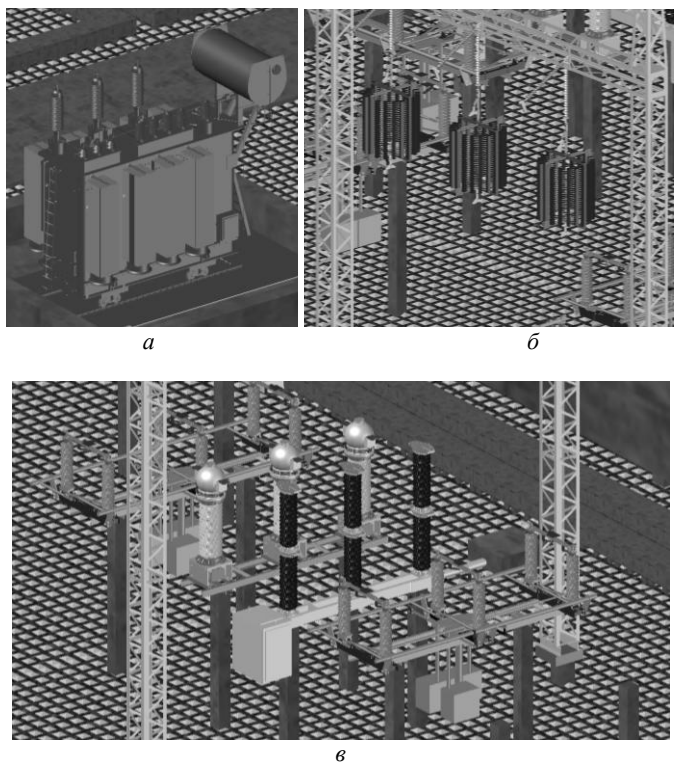


Рис. 7. Оборудование ПС 110/10 кВ: а – силовой трансформатор; б – высокочастотный заградитель; в – блок из разъединителей, выключателей, ТТ

Первой разработанной действующей моделью является концептуальная модель гидроагрегата Саяно-Шушенской ГЭС (рис. 8), выполненная в масштабе 1:100 [2].

### В. Технологический процесс

В качестве исходных данных при построении компьютерной модели использовались чертежи, фотографии и видеоматериалы, находящиеся в открытом доступе.

В процессе моделирования были воссозданы все основные элементы гидроагрегата:

- радиально-осевая гидравлическая турбина;
- направляющий аппарат;
- спиральная камера;
- крышка турбины с опорным подпятником;
- вал генератора;
- ротор основного генератора;
- ротор вспомогательного генератора;
- статор основного генератора;
- статор вспомогательного генератора;
- корпус статора;
- верхняя крестовина с направляющим подшипником.

Кроме того, все оборудование помещено на платформу, имеющую внешнее сходство с плотиной ГЭС. По причине больших размеров реальной плотины, ее модель в масштабе 1:100 была уменьшена, габарит по высоте составляет 1050 мм (высота реальной плотины 245 м, что в масштабе 1:100 составит 2450 мм). Плотина оснащена трубопроводом, обеспечивающим переток воды из водохранилища в спиральную камеру турбины.

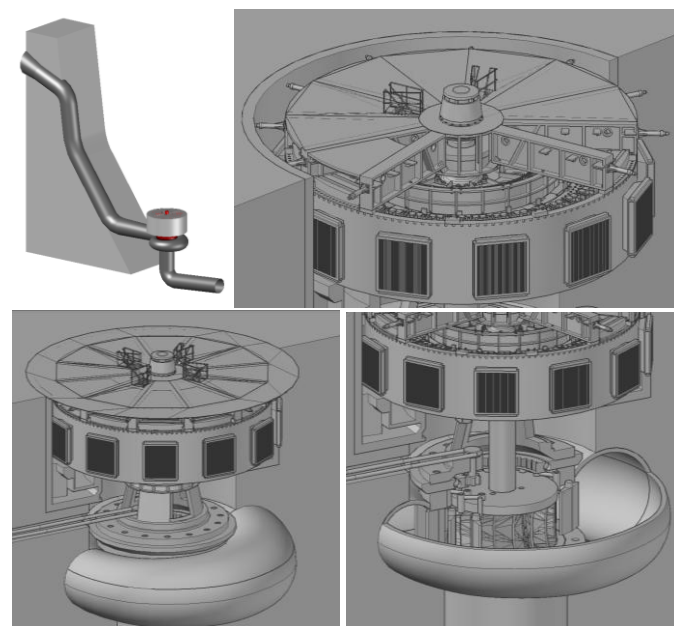


Рис.8. Компьютерная модель гидрогенератора

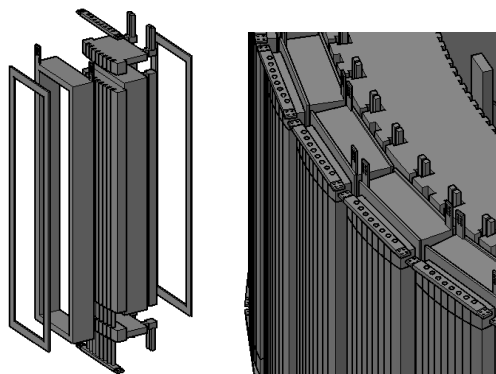


Рис. 9. Полос гидрогенератора

Для обеспечения точности воспроизведения реального генератора с учетом доступных данных были максимально точно проработаны мелкие детали: болтовые соединения (воспроизведены болты, гайки), стержни и соединительные элементы демферной обмотки (рис. 9), элементы обмотки статора и т.д. Болтовые соединения создавались с использованием базы стандартных болтовых соединений, содержащей CAD-модели болтов, гаек, шайб и т.д. Металлоконструкции воспроизводились на основе стандартных профилей металлопроката.

### С. Особенности модели

Как было обозначено выше, модель является действующей, т.е. ротор генератора приводится во вращение при подаче воды на лопатки турбины через трубопровод. Для обеспечения подвижности модели предусмотрена установка подшипниковых узлов в опорном подпятнике и верхней крестовине (рис. 10). Следует отметить, что месторасположение подшипников соответствует месторасположению подшипников в реальном генераторе, таким образом, не требуется принципиальных изменений конструкции.

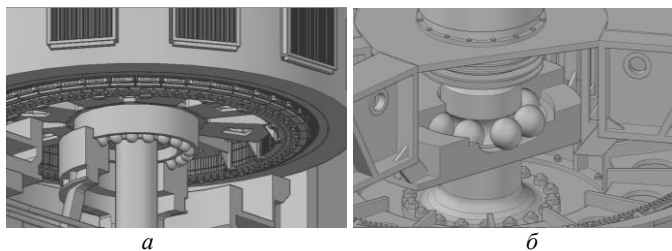


Рис.10. Подшипниковые узлы модели: *а* – подшипник в опорном подпятнике, *б* – подшипник в верхней крестовине

## IV. ПЕРСПЕКТИВЫ

В ближайшее время планируется печать модели гидроагрегата на 3D-принтерах StarLight и CubeX и сборка материального макета. Создание действующей модели и изучение на ее основе основных принципов построения ГЭС даст возможность конструирования нового оборудования, такого как микро-электростанции для установки в трубах, на мелких реках и т.д.

В части моделирования подстанций планируется создание более сложных схем распределительных устройств, отработка методов обратного инжиниринга – создание планов подстанций на основе трехмерной модели.

На основании полученного макета специалистами, работающими над проектом «Конструктор ЭЭС» будет произведен выбор оптимального масштаба, который будет использоваться для создания материальной модели подстанции [3]. Для этого производится оценка и сравнение площади, занимаемой РУ подстанции (табл. 1).

ТАБЛИЦА 1 – ГАБАРИТНЫЕ РАЗМЕРЫ РУ ПОДСТАНЦИЙ В РАЗЛИЧНЫХ МАСШТАБАХ, ММ

Масштаб	1/120	1/100	1/72	1/50	1/35	1/30
Длина, мм	745	894	1242	1789	2571	3000
Ширина, мм	492	590	820	1181	1686	2000

Продолжение ТАБЛИЦЫ 1

Масштаб	1/24	1/20	1/16	1/13	1/10
Длина, мм	3750	4500	5600	7000	9000
Ширина, мм	2500	2950	3700	4500	5900

Основными требованиями к масштабу, с одной стороны, является возможность размещения материального макета в месте проведения занятий, с другой стороны, достаточная детализация отдельного оборудования.

### Список литературы

1. Возисова О.С., Банных П.Ю., Трембач А.Ю., Казанцев А.С., Ерошенко С.А. Конструктор электроэнергетических систем // Расширенные материалы исследований 2-ой Международной конференции по достижениям в области энергетики и окружающей среды, науки ICAEES 2014. – Гуанчжоу, Китай. – 21-22 июня 2014 г. – 1008-1009. – С. 1166-1170.
2. Возисова О.С., Кузнецов К.А., Зонов И.С. Конструктор электроэнергетических систем // Сборник докладов VI международной научно-технической конференции “Электроэнергетика глазами молодежи”. – Иваново. – 2015. – Т. 2. – С. 488-491.
3. Возисова О.С., Кузнецов К.А., Фирсова Д.А., Зонов И.С. Конструктор электроэнергетических систем. Линейная прогрессия трансформатора тока ТРГ-110 кВ // Сборник докладов VI международной научно-технической конференции “Электроэнергетика глазами молодежи”. – Иваново. – 2015. – Т. 2. – С. 492-495.
4. Тавлинцев А.С., Ерошенко С.А., Кузин П.А., Трембач А.Ю., Возисова О.С., Кокшарова Е.Ю., Банных П.Ю. Конструктор автотрансформатора 220/110 кВ 250 МВА // Расширенные материалы исследований 2-ой Международной конференции по достижениям в области энергетики и окружающей среды, науки ICAEES 2014. – Гуанчжоу, Китай. – 21-22 июня 2014 г. – 1008-1009. – С. 1162-1165.

# Разработка лабораторного стенда по исследованию экранирующих свойств электромагнитных экранов

А.В. Кох

Новосибирский государственный технический университет  
Новосибирск, Россия  
kokh2102@gmail.com

На сегодняшний день с развитием технологий в электроэнергетике внедряется все больше микропроцессорной техники. Опыт показывает, что уровень электромагнитных помех, воздействующих на вторичные цепи объектов электроэнергетической системы, высок. Одним из решений этой проблемы является экранирование. Понимание основных принципов работы электромагнитных экранов и знание характеристик материалов, влияющих на коэффициент экранирования, важная черта современного специалиста. Поэтому создание лабораторной установки по исследованию свойств электромагнитных экранов является важным вопросом. Для построения установки использовался источник электромагнитных волн длиной 12,5 и 6 см, который помещался в стальной короб для более точной оценки эффективности экранов. К установке прилагается несколько разных экранов, выполненных из различных материалов и отличающихся как по форме, так и наличием перфорации. Аналитические расчеты проводились с помощью специальной методики, адаптированной для условий, схожих с теми, которые создаются в установке. Для создания математической модели установки был использован пакет компьютерного моделирования COMSOL. Так как результаты аналитического расчета сошлись с данными, полученными с помощью компьютерной модели, был проведен эксперимент, результаты которого с небольшой погрешностью отличались от расчетов в силу отсутствия идеальных условий. После чего были выявлены недостатки модели, и на сегодняшний день проводится ее модернизация с целью уменьшения методических погрешностей. Разработанная установка позволяет изучать эффективность различных электромагнитных экранов и сравнивать их между собой. Появление лабораторного стенда по исследованию электромагнитного экранирования хорошо скажется на усвоении изучаемого материала студентами.

*Ключевые слова:* электромагнитные помехи, коэффициент экранирования, электромагнитное экранирование, компьютерная модель.

## The development of laboratory stand for researching the shielding properties of electromagnetic screens

A. Kokh

Novosibirsk State Technical University  
Novosibirsk, Russian Federation  
kokh2102@gmail.com

Today, because of technology development in the electricity industry introduced more microprocessor technology. Experience has shown that the level of electromagnetic interference affecting the secondary circuit of power system facilities is high. Often this problem eliminate by shielding. Understanding the basic working principles of electromagnetic shields and knowledge of the properties of materials that affect the shielding factor is important feature of the modern professional. Therefore, the creation of the laboratory stand for the study of the properties of electromagnetic shielding is an important issue. To create a device we used a source of electromagnetic wavelengths of 12.5 and 6 cm, which is placed in a steel box for a more accurate assessment of the effectiveness of the screens. We have several different screens made of different materials and different in shape, and the presence of the perforations. Analytical calculations were carried out using a special technique adapted to the appropriate conditions. To create a mathematical model of the device package COMSOL computer modeling was used. Since the results of analytical calculation agreed with the data obtained with the help of a computer model, the experiment was conducted, the results of which with a little different from the error of calculations due to lack of ideal conditions. After comparing the experimental data with the calculations, were identified the deficiencies of the device, and now carried its upgrade in order to reduce systematic errors. The developed device allows us to study the effectiveness of various electromagnetic screens to compare them with each other. The appearance of the laboratory stand for the study of electromagnetic shielding is well affect the assimilation of the material studied by students.

*Keywords:* electromagnetic interference, shielding ratio, electromagnetic shielding, computer model.



## I. ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день проблема воздействия электромагнитных помех (ЭМП) на оборудование подстанций становится все более актуальной в силу развития и повсеместного внедрения на территории РФ микропроцессорной релейной защиты и тому подобного оборудования. По мнению автора, подробное изучение данного вопроса очень важно для современного специалиста в области электроэнергетики. Поэтому считается необходимым создание лабораторной установки по исследованию экранирующих свойств электромагнитных (ЭМ) экранов.

## II. АКТУАЛЬНОСТЬ

Вышеизложенное мнение основывается на подтверждении актуальности вопроса. Так, например, в одном из выпусков газеты “Энергетика и промышленность России” есть статья под названием “ЭМС – вечный двигатель проблем” под авторством Дины Друбич. В этой статье приводится статистика работы релейной защиты (РЗ) в новосибирской энергосистеме с 1999 по 2001 годы. Таким образом, за период ретроспективы произошло 23264 срабатывания различных типов РЗ. 100 из них оказались ложными, причем большинство по причине воздействия ЭМП. Это лишь малая часть многочисленных подтверждений важности данной проблемы.

## III. ТЕОРИЯ

Функция электромагнитных экранов в том, чтобы ослабить электромагнитные поля, излучаемые некими источниками, в той области пространства, где нет источников и это необходимо. Большинство говорит о принципе действия электромагнитных экранов следующим образом. В момент воздействия излучаемого источником поля на передней поверхности экрана возникают заряды и в толще материала циркулируют токи, а также появляется магнитная поляризация. В связи с этим имеет место быть вторичное поле, то есть поле самого экрана. Вследствие взаимодействия полей источника и экрана в защищаемом пространстве образуется новое электромагнитное поле, более слабое по сравнению с первым.

## IV. ОПИСАНИЕ СТЕНДА

На стадии первичной разработки стояла задача найти подходящий источник высокочастотного сигнала и приемник, с помощью которого можно было бы оценить мощность этого сигнала. В качестве источника был выбран Wi-Fi маршрутизатор, так как он подходит по частоте, и, следовательно, по длине волны. Это было необходимым критерием в силу того, что электромагнитное экранирование подразумевает собой защиту от ЭМ волн, то есть в дальней зоне. Поэтому,

чтобы стенд можно было расположить в пределах лаборатории, необходима длина волны не больше нескольких десятков сантиметров (в нашем случае 12,5 см).

Опираясь на характеристики и возможности уже выбранного источника, поиск приемника не был затруднительным. Любой современный гаджет может оказать помощь в этом деле. Благодаря выделенным кафедрой средствам, был приобретен планшетный ПК Samsung Galaxy Tab 4. Для подробного анализа изменения мощности сигнала во времени было установлено соответствующее программное обеспечение “Wi-Fi Analyzer”.

После первого эксперимента стало ясно, что если между источником и приемником просто ставить плоский экран, то его эффективность близка к нулю. Это связано с тем, что сигнал от источника свободно огибает экран. Исходя из этого было принято решение поместить источник в короб с большим коэффициентом экранирования и оставить одну его сторону открытой. Таким образом, появилась возможность заявить о том, что сигнал, выходящий за стенки короба, настолько мал, что этим можно пренебречь. Тогда, если эффективность экранирования исследуемого экрана будет на порядок ниже, чем у короба, весь поток энергии на пути к приемнику будет проходить через сам экран. Благодаря такому решению можно гораздо легче рассчитать эффективность экранирования аналитически, воспользовавшись готовой методикой для параллелепипеда. Для большей точности измерений приемник, также как и источник, всегда должны находиться в одних и тех же координатах пространства, так как любое перемещение достаточно сильно влияет на результат. Передняя панель изготовлена из оргстекла, что обеспечивает наглядность работы стенда. Это необходимо для большего понимания сути происходящего студентами.

Конструкция установки разработана таким образом, чтобы обеспечить безопасность и сохранность оборудования.

Помимо вышеописанного экрана, изготовлено еще 4 экрана с различными характеристиками. Один цельный алюминиевый и такой же медный, и два перфорированных из соответствующих материалов. Этого должно быть достаточно для проведения эксперимента, качественной оценки и сравнения между собой экранирующих свойств этих экранов.

## Список литературы

- [1] Жгун Д.В. Электромагнитная совместимость высоковольтной техники: учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 150 с.
- [2] Шапиро Д.Н. Электромагнитное экранирование: научное издание / Д.Н. Шапиро – Долгопрудный: Издательский дом “Интеллект”, 2010. – 120 с.

# Обратный инжиниринг и создание конструкторской документации силового трансформатора ТДН-40000 с применением технологии лазерного сканирования

К.А. Кузнецов, О.С. Возисова, С.А. Титова, А.О. Егоров

ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина»

Екатеринбург, Россия

kirillkuznetsov@yandex.ru, vozisova\_olya@mail.ru, titovasofia@mail.ru, a.o.egorov@urfu.ru

Лазерное сканирование энергообъектов позволяет решить первоочередную задачу получения трёхмерной цифровой САД-модели и её чертежей с высокой точностью, необходимых для решения задач конструирования, проектирования, контроля качества, диагностики и других инженерных задач. Применительно к конструктору электроэнергетических систем лазерное сканирование применяется для повышения качества исходных данных, необходимых для создания объёмных чертежей моделей оборудования, создания на их основе САД-масштабных моделей и их дальнейшей 3D печати. На сегодняшний день перед нами стоит задача выполнить обратный инжиниринг понижающего трансформатора 110/20кВ 40MVA на основе современных методов лазерного трёхмерного сканирования. На основе полученных данных производится создание САД-модели трансформатора высокой точности, с сохранением исходных размеров.

*Ключевые слова: обратный инжиниринг, масштабные модели, энергетическое оборудование, конструкции, цифровая объёмная модель энергетического оборудования или объекта электроэнергетики, САД/CAM проектирование, понижающий трансформатор, трёхмерное цветное сканирование.*

## Reverse engineering and engineering documentation making of TDN-40000 with using of laser scanning technology

Kirill Kuznetsov, Olga Vozisova, Sofia Titova, Alexander Egorov

Ural Federal University

Yekaterinburg, Russian Federation

kirillkuznetsov@yandex.ru, vozisova\_olya@mail.ru, titovasofia@mail.ru, a.o.egorov@urfu.ru

Laser scanning of power facilities allows to achieve the priority goal, namely to obtain three-dimensional primary digital CAD-models and drawings of high accuracy, which are necessary in order to meet the challenges of designing, construction, quality control, diagnostics, and other engineering tasks. Applied to electric power system kit, laser scanning is used to improve the quality of basic data needed for the creation of 3D drawings of equipment and creation of printed models on the basis of CAD-scale models. At the present moment, the problem set is to accomplish the reverse engineering of 110/20 kV step-down transformer, using up-to-date methods of 3D laser scanning. On the basis of the data obtained, the transformer CAD-model of high accuracy is created in accordance with the initial dimensions.

*Keywords: reverse engineering, drawing reconstruction, power equipment, construction, digital volumetric model of power equipment or power facility, CAD/CAM designing, step-down transformer, 3D colored scanning.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Проект «Конструктор электроэнергетических систем» действует на кафедре «Автоматизированные электрические системы» Уральского энергетического института Уральского федерального университета (кафедра АЭС УралЭНИН УрФУ) (г. Екатеринбург) с 2013 г. Основная задача, которая ставится перед проектом, – внедрение и освоение студентами конструирования и высокотехнологичного серийного производства моделей силового и вторичного оборудования электроэнергетических систем. Тем самым решаются, в первую очередь, образовательные

задачи, связанные с обеспечением качества подготовки студентов технических специальностей для нужд электроэнергетической отрасли России [1].

На базе кафедры АЭС УралЭНИН УрФУ успешно реализована производственно-техническая лаборатория, где в рамках проекта «Конструктор электроэнергетических систем» ведется работа над САД-конструированием, 3D печатью и сборкой трёхмерных моделей-прототипов оборудования электроэнергетических систем. Очень важно отметить, что весь выполняемый объем работы осуществляется силами студентов электротехнического направления.

В последнее время ведётся активная работа над освоением одной из современных технологий – лазерного трёхмерного сканирования объектов электротехнической отрасли. В отношении проекта «Конструктор электротехнических систем» применение лазерного сканирования необходимо для осуществления обратного инжиниринга, который, в свою очередь, необходим для восстановления размеров образцов оборудования на основании скан-файла, что значительно ускоряет процесс сбора исходных данных, воспроизводства технической конструкторской документации и создания масштабной модели элемента конструктора [2].

## II. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ

В ходе освоения перспективного направления сканирования была поставлена задача выполнить обратный инжиниринг бака понижающего трансформатора 110/20 кВ 40 МВА «СВЭЛ», расположенного на подстанции 220/110 кВ «Рябина» (рис. 1), с полной детализацией внешнего вида и дальнейшим восстановлением чертежей для создания трёхмерной модели трансформатора и для его дальнейшего промышленного воспроизводства.

Методом решения проблемы восстановления геометрических данных об энергообъекте и его оборудовании является лазерное сканирование подстанции и её отдельно стоящего оборудования, имеющего простую или сложную геометрию, независимо от того находится объект в работе (под напряжением) или нет. Лазерное сканирование позволяет обеспечить полное воспроизводство топографических и геометрических данных об энергообъекте как в целом об электростанции или подстанции, так и об отдельно взятом элементе энергообъекта. На основе 3D сканирования становится возможным выполнение обратного инжиниринга – воссоздание утраченных или создание актуальных планов и чертежей, необходимых для проведения работ по техническому перевооружению или реконструкции энергообъекта, а также технологических карт энергообъекта, что особенно важно в отношении объектов, находящихся под напряжением. Таким образом, по итогам выполнения обратного инжиниринга становится возможным проведение контроля качества выполненных строительно-монтажных работ, анализ механических деформаций, повреждений и износа поверхностей оборудования. Важным элементом процесса оперативного сканирования или дальнейшей обработки данных по итогам сканирования является возможность проведения измерений геометрических параметров оборудования, находящегося в работе, в том числе под напряжением.



Рис. 1. Процесс сканирования оборудования на подстанции

## III. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС

Цветное лазерное сканирование объектов электроэнергетических систем выполняется за промежуток времени от нескольких минут до 3-х дней в зависимости от площади и сложности объекта. Как правило, для сканирования простого элемента (трансформатора тока или трансформатора напряжения) необходимо время в объёме до 30 минут, для сканирования силового трансформатора – 1,5 часа. Для сканирования подстанции с ОРУ 220 и 110 кВ необходимо время до 20 часов (2-3 рабочих дня). Для сканирования подстанции планируются, затем утверждаются места установки сканера на штативе, установки геодезических меток и траектория их обхода мобильным сканером. После установки сканера на штативе устанавливаются реперные точки (метки), по которым программное обеспечение сканера распознаёт привязку сканируемого объекта к местности и к другим реперным точкам.

23 июня 2015 года при поддержке сотрудников ОАО «Екатеринбургская электросетевая компания» сотрудники кафедры АЭС УралЭНИИ УрФУ совместно с сотрудниками ООО «Эникон» и геодезической компанией ООО «Технология 2000» в учебных и образовательных целях, с использованием оборудования FARO, провели тестовое лазерное трёхмерное сканирование силового оборудования на ПС 220/110 кВ «Рябина» (рис. 1).

Мобильный сканер FARO Focus (рис. 2) позволяет выполнять быстрые, эффективные и точные измерения объектов.



Рис. 2. Лазерный сканер FARO Focus

## IV. ОБРАБОТКА ДАННЫХ

Процедура сканирования понижающего силового трансформатора 110/20 кВ мощностью 40 МВА приведена в текущем разделе. Сканирование трансформатора по четырём выбранным реперным точкам (красные точки на схеме рис. 3) длилось 1 час 20 минут, необработанный массив полученных данных – «облако точек» – составил 2 Гб. Результаты сканирования трансформатора были выгружены, с помощью программного обеспечения в сервис Scene WebShare и находятся в открытом доступе для любого пользователя по ссылке [3]. Данный сервер позволяет просматривать отснятый объект, выполненный в виде панорамного снимка.

Каждой реперной точке соответствует свой панорамный снимок. Таким образом, на 4 реперные точки, к которым был привязан сканер во время сканирования, имеется 4 панорамных скан-снимка или 4 облака точек, которые в дальнейшем объединяются в одно общее облако точек, образуя, таким образом, единый трёхмерный сканируемый объект.

На рис. 3 приведён вид сверху трансформатора, установленного на подстанции. Красным цветом обозначены реперные точки (метки), синим цветом обозначена зона сканирования сканера, которая образует облако точек, поступающую далее в CAD-обработку.

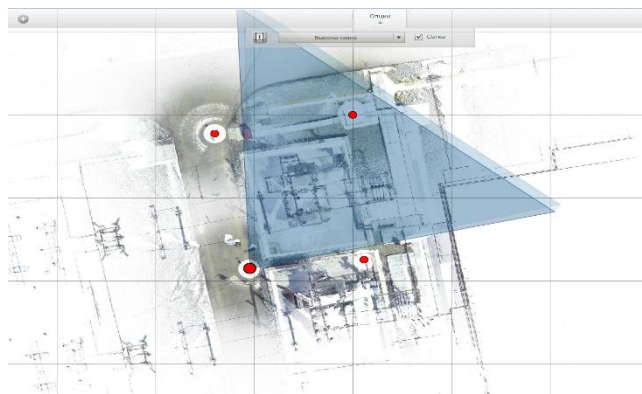


Рис. 3. Внешний интерфейс программы просмотра и обработки скан-файлов SCENE WebShare (открыт с внешнего сервера). Вид сверху

Для решения поставленной задачи – выполнение обратного инжиниринга и моделирование бака обследуемого силового трансформатора – основной интерес представляют чертежи и конструкторская документация на их основе. Исходной информацией для этого является скан-файл облака точек. Как было отмечено ранее, перед исполнителями поставлена задача получения высокоточных объёмных чертежей бака трансформатора, представленного на рис. 4. Чертежи должны иметь полную детализацию и точность, не превышающую предел промышленных допусков и посадок, составляющих, как правило, в энергетическом машиностроении 0,1-0,5 мм.



Рис. 4. Исследуемый трансформатор 110/20кВ 40 МВА в скан-снимке

Для получения конструкторской документации бака трансформатора выполнено точное моделирование. Существующая необходимость восстановить чертеж объекта по его скан-файлу произведена по предварительно загруженному в AutoCAD. В существующих условиях электроэнергетической отрасли восстановление чертежей имеет важное значение, т.к. ремонт и реновация оборудования, длительное время находящегося в эксплуатации, невозможна, а документация отсутствует – отсутствуют габаритные и сборочные чертежи. На рис. 5 представлен чертеж бака, выполненный на основе скан-файла по результатам сканирования. Чертежи отличаются высокой точно-

стью и детализацией, что удовлетворяют всем требованиям конструкторской документации, в том числе промышленного уровня.

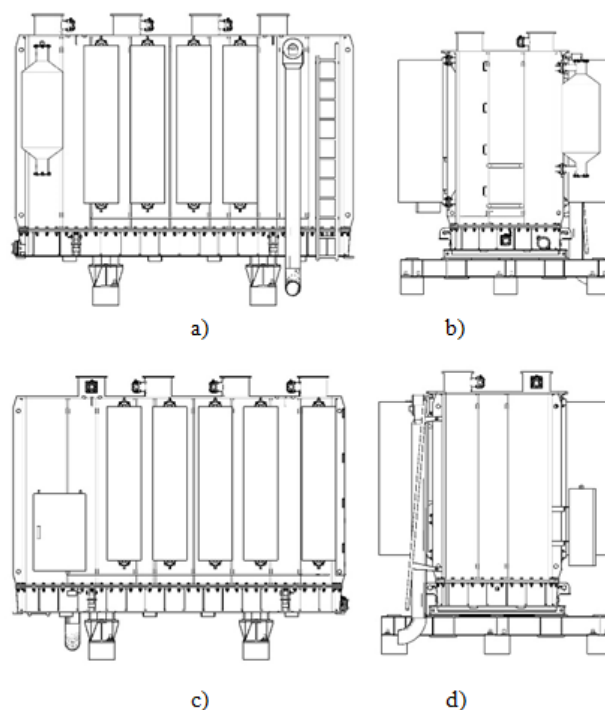


Рис. 5. Чертеж бака понижающего трансформатора, выполненный на основе скан-файла: а) вид спереди; б) вид слева; в) вид сзади; д) вид справа

Метод точного конструирования, для создания высококачественной модели бака трансформатора, использует облако точек сканируемого объекта, подгруженное из сервиса Scene WebShare в AutoCAD. Моделирование в среде AutoCAD осуществляется поверх подгруженного облака точек с учётом калибровки облака точек, получаемого при сканировании. Важно, что точность измерений в снятом скан-файле (облаке точек) составляет  $\pm 0,5-1$  мм, что достаточно для точного конструирования бака исследуемого трансформатора. Линейные измерения в трёх плоскостях имеют погрешность, поэтому имеется возможность проверки отклонений с помощью встроенного гироскопа облака точек. Результаты моделирования бака трансформатора по полученному скан-файлу приведены на рис. 6.

Из результатов, приведённых на рис. 6, видно, что полученная цифровая объёмная модель силового понижающего трансформатора имеет высокое качество и полную детализацию, позволяющую выполнить конструкторскую документацию и развёртки всех элементов бака на её основе. Таким образом, сканирование трансформатора позволило решить поставленную задачу по восстановлению геометрических размеров бака (обратному инжинирингу), скан-оборудование позволяет решить серьёзную проблему получения исходных данных и существенно сократить трудозатраты. Кроме того, такая модель обеспечивает наглядность проектируемого объекта, что позволяет использовать полученную модель как в качестве демонстрационного материала, так и для дальнейшего производства, а именно создание конструктора бака на основе CAD-модели силового трансформатора и развития его стандартными методами производства или, например, для дальнейшей печати его на 3D принтерах.

## V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках проекта «Конструктор электроэнергетических систем», созданного на базе кафедры АЭС УралЭ-НИИ УрФУ, функционирует Лаборатория 3D-технологий, осуществляющая их внедрение в электроэнергетическую отрасль. В настоящее время прорабатываются алгоритмы и методология обратного инжиниринга оборудования, выполнен обратный инжиниринг бака масляного силового понижающего трансформатора 110/20кВ, выполнено восстановление чертежей и создана его CAD-модель.

В рамках задачи обратного инжиниринга было выполнено лазерное трехмерное сканирование объекта, и на основе его скан-файла (облака точек) получены цифровая экспресс-модель, используемая в строительстве, и высокоточная объемная модель бака трансформатора, отвечающая требованиям создания промышленного производства и энергетического машиностроения.

Технологии трёхмерного цветного лазерного сканирования энергообъектов позволяют эффективно решать актуальные инженерные задачи. Кроме упрощения и совершенствования процессов изысканий, проектирования, строительства, монтажа и эксплуатации энергообъектов, становится возможным обратный инжиниринг, сопряжённый с контролем качества на всех этапах жизни и функционирования энергообъекта.

### Список литературы

- [1] Возисова О.С., Банных П.Ю., Трембач А.Ю., Казанцев А.С., Ерошенко С.А. (...) Изнаиров Б.М. Конструктор электроэнергетических систем / Расширенные материалы исследований 2-ой Международной конференции по достижениям в области энергетики и окружающей среды, науки ICAEES 2014. – Гуанчжоу, Китай. – 21-22 июня 2014 г. – 1008-1009. – С. 1166-1170.
- [2] Возисова О., Егоров А., Трембач А. Электроэнергетические системы. Siemens 3API DT 145kV автоматический выключатель прикладной механики и материалы Vol. 698 (2015) 699-703 С. Отправлено: 07.10.2014 © (2015) Транс Tech Публикации, Швейцария.
- [3] SCENE WebShare [Online] Available : <http://demolaser.tech-2000.ru>

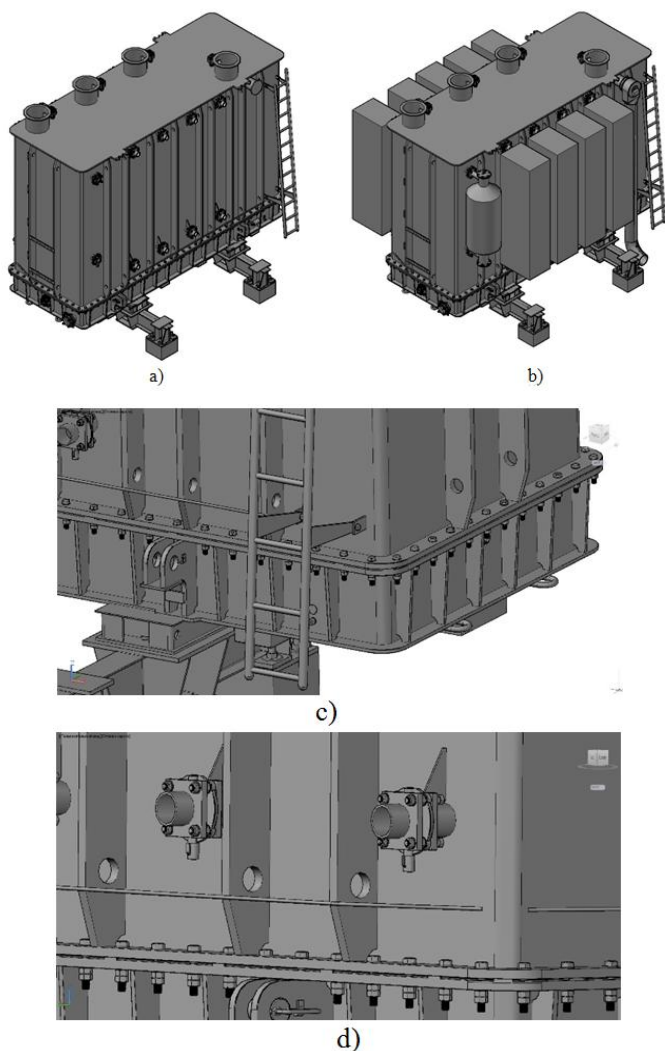


Рис. 6. Смоделированный на основе скан-файла в HD формате бак силового трансформатора 110/20 кВ 40 МВА и его фрагменты: а) бак силового трансформатора 110/20 кВ 40 МВА, вид сбоку; б) бак силового трансформатора 110/20 кВ 40 МВА, вид сбоку; в) нижняя часть бака силового трансформатора 110/20 кВ 40 МВА; д) подъёмно-домкратная опора бака и «обка» бака

# Использование компьютерного тренажера ПГУ на базе ПГУ-110 Казанской ТЭЦ-2 для подготовки студентов и работников станции

Н.Ф. Локтев<sup>1</sup>, Д.А. Усков<sup>1</sup>, Д.И. Менделеев<sup>1</sup>, Г.Е. Марьин<sup>2</sup>,  
<sup>1</sup>ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»  
<sup>2</sup>ОАО «Генерирующая компания» Казанская ТЭЦ-2, Казань, Россия  
Казань, Россия

При подготовке студентов к будущей работе на предприятиях особую роль в процессе обучения играют полученные знания и навыки работы с оборудованием. Поэтому необходимы средства, которые доступны для отработки практических навыков, а также для укрепления теоретических знаний у студентов. Для работников станции компьютерный тренажер и указания к нему можно использовать для повышения квалификации и готовности к противоаварийным действиям.

*Ключевые слова: компьютерный тренажер, ПГУ, обучение студентов, переобучение специалистов, методы образования.*

## Use computer simulators ccpu on the basis of CCPU-110 Kazan CHP-2 for students and employees of stations preparation

N.F. Loktev<sup>1</sup>, D.A. Uskov<sup>1</sup>, D.I. Mendeleev<sup>1</sup>, G.E. Mar'in<sup>1</sup>,  
<sup>1</sup>Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russian Federation  
<sup>2</sup>JSC "Generation Company" Kazan CHP, Kazan, Russian Federation

In preparing students for future work at the enterprises of the special role played in the process of learning the knowledge and skills to work with the equipment. Therefore, the necessary funds are available for developing practical skills, as well as to strengthen the theoretical knowledge of the students. For the employees of the plant computer simulator and guidance it can be used to enhance the skills and preparedness for emergency response actions.

*Key words: computer simulator, CCPU, students learning, training, retraining of specialists, methods of education.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Внедрение информационно-коммуникационных технологий в систему образования активно ведется последние десятилетия, и за этот относительно небольшой период прогресс ушел настолько вперед, что на сегодняшний день их вариативность поражает своим разнообразием. В актуальности применения компьютерных средств обучения сомневаться не приходится, многие ученые (Очков В.Ф., Певнева Н.Ю., Писков В.Н., Сметанин Д.С., Копылов А.С., Орлов К.А. и др.), разработчики и сами педагоги неоднократно подтверждали преимущества их использования.

Применение компьютерных тренажеров дает широкую возможность для изобретения новых методов и методик в образовании, повышая тем самым его качество, а также открывает новые возможности для научного поиска [1].

Наличие компьютерного тренажера оператора позволяет оперативному и технологическому персоналу отрабатывать базовые навыки работы с системой управления и навыки

действий в аварийных ситуациях без риска повлиять на ход реального технологического процесса [2].

### II. МЕТОДИКА ОБУЧЕНИЯ

При подготовке студентов к будущей работе на предприятиях особую роль в процессе обучения играют полученные знания и навыки работы с оборудованием. В связи с большой стоимостью и повышенной опасностью действующего оборудования на станциях не представляется возможным использовать его студентами при практическом обучении. Требования к сегодняшним выпускникам предъявляют такие, что они должны как можно меньше тратить время на адаптацию по месту работы и как можно быстрее приступить к выполнению своих обязанностей. Разрабатываются методические материалы по изучению работы на тренажере, созданном ЗАО «ИЦ «Уралтехэнерго». Они включают в себя работы, связанные с изучением интерфейса блочных щитов машиниста блока и обходчика, которые помогут в получении навыков при выполнении различных операций. Это объясняется тем, что в состав интерфейса тренажера входит довольно много экранов (вкладок) с различными

элементами: Парогазовая установка (ПГУ) №1, ПГУ №2, которые делятся еще на вкладки ППГ, Станция воздуха, Газотурбинная установка (ГТУ) №1, Котел-утилизатор (КУ) №1, Паротурбинная установка (ПТУ) №1, Циркуляционная насосная станция (ЦНС), Сетевая вода, Охлаждающая вода, Система сброса, Быстродействующая редукционно-охладительная установка (БРОУ) №1, Водно-химический режим (ВХР), Контроль загазованности, ТЗ и ТБ блока №1, Автоматизированная система управления (АСУ) блока №1, Электротехнические устройства (ЭТО); Нарботка, Техничко-экономические показатели (ТЭП) блока №1, каждая из которых имеет свои вкладки (рис. 1). Поэтому, пока студенты не изучат состав всех элементов на каждой вкладке, переходить к дальнейшему обучению работы на тренажере ПГУ не имеет смысла.

Следующий этап изучения работы тренажера ПГУ это получение навыков управления отдельными элементами схемы ПГУ, такими как питательный электронасос, конденсатный электронасос, конденсатор, барабаны котла-утилизатора высокого и низкого давления и другими элементами. При изучении этих элементов студенты изучат принципы работы этих элементов, методы управления и интерфейс по управлению ими (рис.). Например, может быть организованно следующее занятие: «Плановое переключение рабочего Питательного электрического насоса (ПЭН) в резерв с постановкой на Аварийное включение резерва (АВР)».

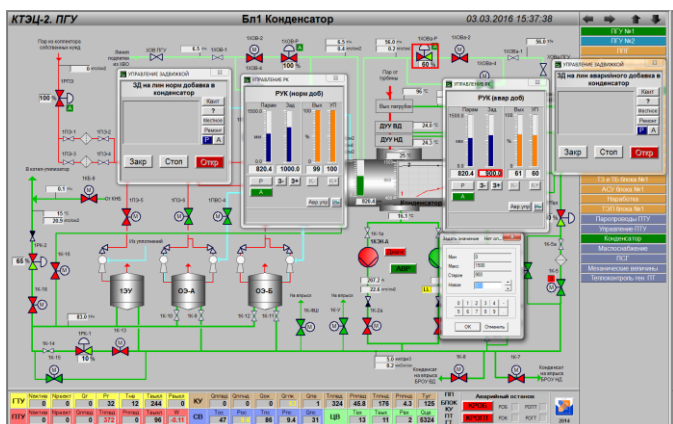


Рис. Интерфейс тренажерного комплекса (вкладки управления отдельными элементами)

В ходе этого занятия студенты изучат, кроме питательных насосов, также элементы масляной системы питательного электронасоса, гидромурфты и ее характеристики – давление и температуру масла в определенных точках схемы.

В последней части занятия у обучающихся будет возможность проверить правильность сборки схемы путем выключения вручную одного насоса и автоматического включения резервного, если все сделано правильно. По такому же принципу может быть организовано следующее занятие: «Плановое переключение рабочего конденсатного электрического насоса (КЭН) в резерв с постановкой на АВР». Также могут быть проведены следующие занятия: «Набор уровня в конденсаторе с помощью химочищенной воды», «Циркуляционные насосы» и т.д.

Следующим этапом, после того как студенты научатся управлять отдельными элементами, будет выполнение работ, связанных с изучением переходных режимов работы блока ПГУ с дальнейшим их анализом. Могут быть проведены следующие работы: «Запуск ПГУ», «Изменение мощности блока», «Останов блока». В связи с большой продолжительностью ряда работ некоторые из них можно разбить на несколько меньших, так как тренажер позволяет сохранять работу с дальнейшим продолжением с того же момента. Занятие по запуску ПГУ, например, можно разбить на следующие: «Подготовка тепловой схемы ПГУ к пуску», «Запуск ГТУ с синхронизаций электрогенератора с сетью и прогрев КУ», «Прогрев, запуск паровой турбины и синхронизация ее электрогенератора с сетью», «Набор нагрузки блока ПГУ в целом с выходом на номинальный режим». Компьютерный тренажер позволяет моделировать аварийные ситуации, такие как отказ в работе различных элементов. Подобные тренировки будут интересны студентам и особо полезны работникам станции.

### III. Выводы

Разрабатываемые методические материалы позволяют студентам первоначально ознакомиться с устройством и режимами работы ПГУ, а полученные навыки позволят им быстрее адаптироваться на месте.

Как итог, использование тренажера может дать следующие преимущества и возможности:

- для студентов: более интересное интерактивное изучение материала, получение первичных навыков работы с оборудованием, разнообразие учебного процесса, большая заинтересованность в учебе и исследованиях;
- для учебных заведений: сотрудничество с предприятиями, более лучшие показатели в учебе у студентов, возможности для новых разработок и исследований, улучшение различных показателей по обучению студентов не только в стенах учебного заведения;
- для предприятий: более лучшая подготовка студентов – будущих работников предприятия – студент, поступивший на работу, может в кратчайшие сроки приступить к своим обязанностям; возможность проведения исследований, подключая молодых специалистов с новыми идеями и предложениями в сотрудничестве с учебными заведениями и организациями.

### Список литературы

- [1] Шурстакова Т.Р. Внедрение тренажеров при изучении междисциплинарных курсов // Сборник статей XXIII-XXIV международной студенческой научно-практической конференции "Научное сообщество студентов XXI столетия. ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ. – Новосибирск. 2014. – № 8-9(23).
- В.А. Осипова, Г.Б. Данькина. Повышение эффективности обучения операторов технологических процессов на базе компьютерных тренажеров // Системы. Методы. Технологии: Научный периодический журнал Братского государственного университета. – 2011. – №3 (11) – С. 106-114.

# Выбор оптимальных алгоритмов моделирования элементов сети в перспективном диспетчерском тренажёрном комплексе с использованием искусственного интеллекта

С.А. Москалёв

Филиал АО «СО ЕЭС» Объединённое диспетчерское управление энергосистемами Северо-Запада  
Санкт-Петербург, Россия  
moskalev@odusz.so-ups.ru

Отдавая команды на изменение параметров режима и топологии сети, диспетчер энергосистемы должен чётко представлять реакцию полупроводниковых и микропроцессорных устройств, управляющих работой оборудования. В силу трудности точного математико-физического моделирования, разнообразия типов, существенных затрат вычислительных ресурсов ЭВМ на имитацию их поведения в масштабе энергосистемы при тренировке, в существующих тренажёрных комплексах, используемых для подготовки и поддержания навыков диспетчерского персонала энергосистем, реализованы только некоторые типы подобных устройств. Условность в учебном процессе приводит к трудностям и вероятности возникновения ошибок в реальном времени при прогнозировании отклика энергосистемы на возмущения.

*Ключевые слова: тренажёр, ТОП, РТД, подготовка персонала, нейронные сети, программно-аппаратные комплексы.*

## Choice of optimum algorithms of modelling of elements of the network in the perspective dispatching training complex with use of artificial intelligence

Sergej Moskalev

«SO UPS», JSC, United dispatching center of North-West  
St-Petersburg, Russia  
moskalev@odusz.so-ups.ru

Giving commands for change of parameters of the mode and topology of a network, the dispatcher of a power supply system has to represent accurately reaction of the semiconductor and microprocessor devices operating work of the equipment. Owing to difficulty of exact mathematical and physical modeling, a variety of types, essential costs of the computing resources of the computers of imitation of their behaviour on the scale of a power supply system when training, in the existing training complexes used for preparation and maintenance of skills of dispatching personnel of power supply systems only some types of similar devices are realized. The convention (conditional character) in educational process causes difficulties and probability of emergence of mistakes in real time when forecasting a response of a power supply system for indignations.

*Keywords: neural networks, artificial intelligence, perspective dispatching exercise machine, iterative algorithm of optimization.*

### I. АКТУАЛЬНОСТЬ ВОПРОСА

В настоящее время в энергетике России, Европы, США идёт активное внедрение технологии Smart Grid (умные сети), одной из составляющих которой являются устройства FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems – гибкие электропередачи переменного тока). В данной статье рассматривается пример устройства компенсации реактивной мощности (УКРМ) СТАТКОМ. Их число в энергосистемах, как и влияние на параметры электрического режима увеличивается, а точной и однозначной методики представления в расчётных моделях диспетчерских тренажёров не существует. Это приводит к появлению пробелов у диспетчерского персонала в оценке влияния этого оборудования на режимы работы энергосистемы.

### II. ОБЗОР ОСОБЕННОСТЕЙ УКРМ И СПОСОБОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Первые устройства FACTS, такие как статический тиристорный компенсатор (СТК), представляли собой электромеханические и электромашинные устройства. В масштабах энергосистем их было мало, единичная мощность невелика, понятие быстродействия отсутствовало, поэтому особых требований к представлению в расчётной модели не существовало. Составные элементы устройств – реакторы и конденсаторные батареи, задаются шунтами проводимости, электрические машины – моделью синхронного двигателя.

В современных полупроводниковых устройствах FACTS – СТАТКОМ – отсутствуют электромеханические элементы, следовательно, нет запаса инерции подвижных



частей, тиристоры IGBT позволяют запираются в любой момент времени, что многократно повышает быстродействие.

### III. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ СТАТКОМ

Электромашинная модель для представления СТАТКОМА не подходит, так как учитывает моменты инерции вращающихся элементов, что негативно сказывается на скорости реализации воздействий.

В базовой схеме СТАТКОМ отсутствует управляемый реактор, поэтому его задание с помощью шунта проводимости для возможности потребления реактивной мощности приводит к появлению дополнительных потерь активной мощности, а также снижению предела статической устойчивости. Следует учесть, что СТАТКОМ позволяет повышать динамическую устойчивость за счёт большего быстродействия, чем у СТК, и поддержания номинального значения емкостного тока при снижении напряжения. Поэтому модель должна позволять задавать параметры режима работы преобразователя напряжения и алгоритма широтно-импульсной модуляции.

### IV. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МОДУЛЯ ИСКУССТВЕННОЙ НЕЙРОННОЙ СЕТИ (МИНС) ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ СТАТКОМ

Процесс можно разделить на два подэтапа: первичное моделирование устройства и настройка системы управления.

#### A. Первый шаг: ввод исходных данных пользователем

- Указываются мощность, номинальное напряжение.
- Выбираются приоритетные функции: увеличение пропускной способности, поддержание напряжения в нормальном, аварийном, послеаварийном режиме, ограничение коммутационных перенапряжений, симметрирование фазных напряжений.
- Выбирается цель использования: поддержание уровня напряжения или использование в составе вставки постоянного тока, объединённого регулятора перетока мощности и т.д.

#### B. Второй шаг: подбор с помощью МИНС модели по параметрам

- Трёхфазное исследование прилегающей сети с целью выявления дополнительных критериев оптимального выбора схемы СТАТКОМ.
- Отбор схемы СТАТКОМ из библиотеки или попытка создания новой из блоков-примитивов.
- Выбор алгоритма системы управления СТАТКОМ.

- Сборка получившейся модели СТАТКОМ и добавление в расчётную модель.  
Третий шаг: проверка результатов
- Выполнение серии тестовых расчётов с целью проверки правильности выбора устройства.

Эффективная работа модели FACTS-устройства зависит от системы управления (СУ). Существующая практика подразумевает закладывание заранее предопределённых вариантов управляющих воздействий под конкретные схемно-режимные ситуации. Это позволяет повысить эффективность работы в часто встречающихся ситуациях, но не позволяет действовать эффективно в остальных случаях. Расширить пределы эффективной работы СУ СТАТКОМ возможно при использовании МИНС. В качестве примера рассматривается алгоритм регулирования напряжения на шинах подстанции, предложенный в [1]. С целью упрощения задачи, обучение МИНС проходит по методу с учителем. В качестве учебной пары используются значение напряжения в точке подключения устройства и выходное значение тока регулятора. Целевым значением (эталонном) выступает величина реактивной мощности, необходимая для поддержания номинального напряжения в точке подключения СТАТКОМ. По факту каждого расчёта выполняется сравнение фактического значения  $Q$  с эталонным, затем вычисляется величина расхождения. После этого выполняется коррекция  $I_c$ .

Использование в данном примере МИНС позволяет:

- уйти от задания конкретных пропорциональных значений для величины выработки/потребления  $Q$  и уровня напряжения в точке подключения, предоставив МИНС возможность самостоятельных расчётов;
- повысить точность компенсации  $Q$  за счёт непрерывного расчёта режима работы СТАТКОМ.

### Список литературы

- [1] Пешков М.В. Разработка и исследование системы управления статическим компенсатором реактивной мощности типа СТАТКОМ для электроэнергетических систем: Автореф. ... дис. канд-та техн. наук. – М., 2009. – 24 с.
- [2] Васильев А.С. Программно-технические средства всережимного моделирования в реальном времени статических синхронных компенсаторов в электроэнергетических системах: Автореф. ... дис. канд-та техн. наук. – Томск, 2013. – 21 с.
- [3] Алтунин Б.Ю., Карнавский И.А., Кралин А.А. Имитационная модель системы управления СТАТКОМ для симметрирования сетевых токов. // Труды Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева. – 2012. – №4(97).
- [4] Хайкин С. Нейронные сети: полный курс. 2-е изд. Пер. с англ. – М.: Издательский дом "Вильямс", 2006. – 1104 с.

# Пункт тренажёрной подготовки персонала

А.Н. Пушка, И.Б. Жуасов, Е.А. Громовой  
Филиал АО «Тюменьэнерго» Нижневартовские электрические сети  
Нижневартовск, Россия  
PushkaAN@vartanet.ru

**Влияние тренажёрной подготовки персонала энергопредприятий на безошибочность действий при эксплуатации и обслуживании электрооборудования.**

*Ключевые слова: электросетевой комплекс, технологические нарушения, автоматизированный учебно-тренировочный комплекс.*

## The Station of Personnel Preparation

A.N. Pushka, I.B. Zhuasov, E.A. Gromovoy  
JSC “Tyumenenergo” Nizhnevartovskie Electric Network  
City Nizhnevartovsk, Russia  
PushkaAN@vartanet.ru

**Influence of training preparation of the power enterprises' personnel on the faultlessness of actions at operation and service of electric equipment.**

*Keywords: electro network complex, automated educational and training complex, automated training complex.*

### I. ВСТУПЛЕНИЕ

В настоящее время в электросетевом комплексе продолжает оставаться насущным вопрос снижения количества технологических нарушений, произошедших вследствие ошибочных действий персонала, повлекших за собой несчастные случаи (травматизм, смертельный исход), а также значительный экономический ущерб (недоотпуск электроэнергии потребителю, повреждение электротехнического оборудования). В 1988 году на базе филиала АО «Тюменьэнерго» Нижневартовские электрические сети (НВЭС) был создан Пункт тренажёрной подготовки персонала (ПТПП). Целью его создания было поддержание на высоком уровне квалификации всего электротехнического персонала предприятия. Первый пусковой комплекс в полной мере отвечал требованиям своего времени. Начиная с момента ввода в эксплуатацию и по сегодняшний день, ПТПП постоянно модернизируется в соответствии с требованиями времени и новыми технологиями. Взятый темп развития позволил вывести учебно-тренировочную работу с персоналом на уровень самых современных стандартов. Без преувеличения можно говорить о том, что сегодня филиал АО «Тюменьэнерго» НВЭС имеет лучшую среди предприятий электросетевого комплекса страны базу для обучения и тренировок.

### II. ТРЕНАЖЁРНЫЕ КОМПЛЕКСЫ

На сегодняшний день вся структура учебно-тренировочного комплекса имеет достаточно высокий кад-

ровый, организационный и технический потенциал, который позволяет выполнять задачи, возложенные на ПТПП. Безошибочность действий персонала при эксплуатации электро-технического оборудования на действующих подстанциях обрабатывается на тренажёрных комплексах:

1. Подстанция «Учебная» – 110 кВ. Имеет открытое распределительное устройство (ОРУ) – 110 кВ, оснащённое высоковольтным оборудованием последнего поколения, выполненное по схеме: две рабочих и обходная система шин. Оно является тренажёром оперативных переключений на базе программно-технического комплекса «Телемеханическая информационно-управляющая система контролируемого пункта», связанного непосредственно с релейным залом с установленными релейными защитами силовых трансформаторов, систем шин, транзитных и тупиковых линий.

2. Подстанция «Полигон» – 110/35/6 кВ. Имеет ОРУ – 110/35 кВ и комплектное распределительное устройство наружной установки (КРУН) – 6 кВ, оснащённое высоковольтным оборудованием последнего поколения, выполненное по схеме: два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий. Оно является тренажёром на базе программного обеспечения ARIS-SCADA. Это программный комплекс, предназначенный для создания информационно-управляющих сигналов автоматизации технологического процесса выработки, передачи и распределения электрической энергии.

3. Тренажерный комплекс «Закрытое распределительное устройство» (ЗРУ) – 10 кВ, оснащённый высоковольтным оборудованием последнего поколения, выполненный по схеме: одна секционированная выключателем система шин. Он предназначен для обучения оперативно-электротехнического персонала переключениям в нормальных и аварийных режимах работы в высоковольтной части схем электроснабжения подстанции и обучения ремонтного и оперативно-ремонтного персонала приемам и методам обслуживания и ремонта оборудования ЗРУ и аппаратуры релейной защиты и автоматики (РЗА).

Данные подстанции являются точными копиями действующих, с той лишь разницей, что на них отсутствует высокое напряжение. Это позволяет без опасности для жизни работника проходить обучение по ликвидации аварий на силовом оборудовании.

Немаловажную роль играют и теоретические знания. В 21 веке в процессе обучения всё больше используются современные информационные технологии. Так в ПТПП используются программно-технические комплексы:

- программный комплекс для автоматизированного обучения и проверки знаний нормативно-технической документации – «АСОП-Эксперт»;
- программный комплекс – тренажер оперативных переключений TWR-12;
- программный комплекс для энергетики «Модус» – тренажер по оперативным переключениям для персонала энергетических объектов;
- программно-методическое обеспечение компьютерной психодиагностической системы для контроля функционального состояния и операторской работоспособности человека PDS 4-1;
- кабинет, оснащенный роботом – тренажёром «Гоша», ковшовыми носилками, вакуумным матрасом для проведения занятий по оказанию первой доврачебной помощи при несчастных случаях на производстве и предусматривающий возможность демонстрации учебных видеofilьмов, а также использование программы «Первая помощь» на базе ПЭВМ.

#### *А. Аспекты деятельности*

На основе полученных данных при проведении тренировок и тестирования на каждого работника из года в год ведётся личная карточка (в текстовом и электронном виде), где фиксируются все результаты, что позволяет вести статистику и проводить сравнительный анализ. Данный анализ дает полную картину состояния ошибочных действий персонала и привлекает внимание к наиболее опасным работам, но не вскрывает причин этих ошибок. В ПТПП постоянно ведётся разработка мероприятий и программ обучения, направленных на выяснение этих причин и предупреждение аварийных ситуаций и травматизма при подготовке и проведении работ на объектах филиала АО «Тюменьэнерго» НВЭС. Данные методы работы, мониторинг производственного травматизма, оценка ава-

рийных ситуаций, своевременное предупреждение и прогнозирование факторов, связанных с нарушением охраны труда, дают свои результаты: с 2005 года в филиале АО «Тюменьэнерго» НВЭС не зафиксировано ни одного несчастного случая и технологического нарушения по вине электротехнического персонала. Помимо основной задачи, обучение и подготовка персонала, как отдельное направление деятельности, связано с подготовкой и проведением ежегодных соревнований профессионального мастерства регионального и Всероссийского масштаба. Особо следует отметить целенаправленную плановую работу по привлечению в отрасль молодых специалистов, которая осуществляется совместно с образовательными учреждениями города Нижневартовска и города Сургута. Специалисты ПТПП проводят для студентов и учащихся лекции и обзорные экскурсии, во время которых происходит первое знакомство с будущей профессией.

### III. ПЕРСПЕКТИВЫ

В целях расширения возможностей ПТПП по подготовке персонала предусмотрена реконструкция одного из корпусов и создание в нем рабочих мест для обучения оперативно-диспетчерского и релейного персонала. На базе учебного класса оперативно-диспетчерского персонала планируется создать резервный центр управления сетями (РЦУС) в оперативной зоне обслуживания объектов диспетчеризации НВЭС на случай выхода из строя основного ЦУС НВЭС. Для решения этой задачи РЦУС оснащается автоматизированными системами диспетчерского управления (АСДУ) РЦУС с программным комплексом, способным моделировать и решать ситуационные противоаварийные задачи по реальным схемам сети и подстанций, входящим в операционную зону обслуживания оперативно-диспетчерского персонала НВЭС. Оснащение РЦУС предполагает создание рабочих мест: диспетчера оперативно-диспетчерской службы (ОДС), инструктора – тренера, 2 рабочих места диспетчеров районного диспетчерского пункта (РДП), а также установку диспетчерского щита (видеостена). Подготовка персонала службы релейной защиты и автоматики предполагает организацию учебного класса в этом же здании. Это обособленное помещение с набором панелей РЗА в количестве 10 штук и различными видами защит. Для проведения теоретической и практической подготовки класс оснащается посадочными местами для слушателей, мультимедиа аппаратурой и набором испытательных установок для проверки и настройки защит.

### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Меняются задачи, расширяется спектр требований к профессиональной подготовке персонала и, подводя итоги вышесказанного, мы не собираемся останавливаться на достигнутом. Прежде всего, необходимо стремиться повышать качество обучения: давать в полном объеме необходимые практические и теоретические знания и формировать устойчивые профессиональные умения и навыки. Мы в своей деятельности руководствуемся принципом: все лучшее на благо повышения квалификации персонала нашей энергосистемы.

# Экспериментальная проверка качества моделирования нарушений нормального режима ЕЭС России

Е.В. Трифонов, В.П. Будовский  
АО «Системный оператор Единой энергетической системы»  
Москва, Россия  
trifonov.e@bk.ru

Проведение противоаварийных тренировок диспетчерского персонала является важным элементом его подготовки к работе в экстремальных ситуациях, обусловленных аварийными режимами. Качественное проведение таких тренировок зависит, в первую очередь, от достоверности расчетов контролируемых параметров при моделировании состояния энергосистемы в аварийных режимах. В настоящее время актуальным является определение необходимых и достаточных критериев для оценки качества поведения динамической модели режимного тренажера. Исследования проводились на динамической модели ЕЭС России с использованием режимного тренажера диспетчера «Финист» Центра тренажерной подготовки персонала ОАО «СО ЕЭС». Исходные данные для моделирования аварийной ситуации и проведения сравнительного анализа с данными регистраторов аварийных событий, установленных на объектах электроэнергетики, взяты из реального события, произошедшего в энергосистеме Юга 4 ноября 2014 г. В результате проведенных экспериментальных исследований определены критерии оценки качества моделирования аварийных ситуаций. Результаты исследования будут использоваться при подготовке противоаварийных тренировок диспетчерскому персоналу оперативно-диспетчерской службы ОАО «СО ЕЭС».

*Ключевые слова: режимный тренажер диспетчера, динамическая модель энергосистемы, параметры аварийного режима.*

## Quality of violation modelling for united power system in russia. Experimental verification

E.V. Trifonov, V.P. Budovskiy  
JSC «System Operator of the United Power System»  
trifonov.e@bk.ru

Professional training of the traffic controller personnel is a crucial element in preparing to the work in extreme situations in emergency mode in Power Systems. Effective trainings primarily depend on the calculation reliability of monitored parameters in the process of modelling of emergency situations in Power Systems. So, currently we face the important challenge to determine of the necessary and sufficient criteria for assessing the quality of the simulator dynamic model. The studies were conducted using the dynamic model of United Power Systems of Russia. During the experiments the modal simulator "Finist" was analysed. The emergency case that occurred in Power Systems in South of Russia 4th of November 2014 was used for determination of initial mode of simulator and for conducting the comparative analysis of emergency detectors installed in facilities of electric power. As a result of experimental studies we defined the necessary and sufficient criteria for assessing the quality of the simulator dynamic model. Results of the study will be used in the preparation of emergency response trainings of traffic controller personnel of United Power Systems of Russia.

*Keywords: dispatcher trainings, power system dynamic model, emergency detectors.*

### I. ВВЕДЕНИЕ

Аварийное отключение станционного или сетевого оборудования, резкое изменение потребления и многое другое – причины, обуславливающие отклонение режима работы энергосистемы от запланированного. Роль диспетчерского персонала Системного оператора в уменьшении ущерба от перечисленных неблагоприятных факторов сводится к скорости и правильности действий по их устранению.

### II. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ

Минимизация величины ущерба от различных аварийных ситуаций претендует на то, чтобы стать объективным критерием качества работы диспетчеров Системного оператора. При этом, учитывая тот факт, что ситуаций, инициирующих отклонения режима, бесконечное множество, определить долю влияния

Системного оператора на увеличение или снижение ущерба достаточно проблематично (исключая случаи явных и грубых ошибок диспетчерского персонала). Этими факторами обусловлена необходимость применения Системным оператором новых технологий в подготовке диспетчерского персонала, в частности, различных тренажерных компьютерных систем, с большой степенью достоверности моделирующих переходные процессы в энергосистемах. Эти системы дают диспетчеру возможность рассмотреть на примере степень влияния различных, в том числе и очень редких, аварийных ситуаций на поведение контролируемой энергосистемы. Кроме того, очень важно на этапе подготовки специалиста погружать его в учебную производственную среду, которая, по возможности, не отличается от реальной производственной среды действующего диспетчерского центра.

С появлением диспетчерских тренажеров, с большой степенью достоверности моделирующих переходные процессы в энергосистемах большой размерности, появилась возможность проведения тренировочных занятий диспетчерского персонала различных уровней иерархии диспетчерского управления, в которых диспетчеры совместно ликвидируют аварийную ситуацию, обрабатывая при этом вопросы взаимодействия и взаимопонимания [1].

Исходя из опыта работы центров тренажерной подготовки Системного оператора в ЦДУ и ОДУ можно сказать, что к важнейшим аспектам “искусственной” рабочей среды учебного диспетчерского пункта следует отнести развитую имитационную модель энергосистемы в диспетчерском тренажере, которая позволяет моделировать все основные оперативные состояния энергосистемы, которые встречаются в противоаварийных тренировках.

Решение данной задачи требует включения в имитационную математическую модель энергосистемы тренажера алгоритмов расчета установившихся электрических режимов энергосистемы, алгоритмов расчета длительной (“медленной”) динамики, связанной с изменением частоты в энергосистеме, алгоритмов расчета электромеханических переходных процессов [2].

Степень соответствия поведения имитационной математической модели энергосистемы процессам, происходящим в реальной энергосистеме, во многом определяет уровень “искусственной” рабочей среды тренажерного комплекса. Требуется тщательная проработка технических требований к имитационной модели энергосистемы диспетчерского тренажера и ее элементам в части определения состава модели, типов процессов и оперативных состояний, которые необходимо моделировать, и, наконец, точности моделирования отдельных процессов, имитируемых в диспетчерской тренировке.

С развитием энергосистемы и в стремлении максимально учесть объем информации, получаемой диспетчерами в процессе реальной деятельности, приводит к росту вычислительной сложности задачи, что может сделать невозможным воспроизведение в реальном времени процессов в системе, содержащей несколько тысяч расчетных узлов.

В этой связи возникает задача определения допустимых размеров модели энергосистемы, воспроизведение режимов которой на конкретной вычислительной машине, обеспечит необходимое качество представления протекающих в энергосистеме процессов, достаточно близких к реальным, что позволит сформировать у диспетчера, во время проведения противоаварийных тренировок, необходимые умения и навыки управления режимом конкретной операционной зоны.

### III. ОБРАБОТКА ДАННЫХ

На данном этапе исследований в качестве интегрального параметра, характеризующего переходный процесс при нарушении нормального режима энергосистемы, было принято изменение частоты электрического тока в отдельных точках энергосистемы.

Для решения поставленной задачи проведены сравнительные расчеты процесса изменения частоты электрического тока на шинах 330 кВ Ставропольской ГРЭС при аварийном отделении ОЭС Юга от ЕЭС России 04.11.2014 года.

Расчеты проводились на режимном тренажере «Финист» с использованием двух моделей:

- модель (А) режимного тренажера диспетчера ОЭС Юга, содержащая:

- количество шин – 23171;
- количество ветвей – 29226;
- количество генераторных шин – 351 (для данного режима);
- количество нагрузочных шин – 2463 (для данного режима);
- количество расчетных узлов – 2613 (для данного режима);

- модель (Б) режимного тренажера диспетчера ЕЭС России содержащая:

- количество шин – 25027;
- количество ветвей – 30045;
- количество генераторных шин – 1624 (для данного режима);
- количество нагрузочных шин – 2265 (для данного режима);
- количество расчетных узлов – 3088 (для данного режима);

с использованием двух вычислительных машин различной вычислительной мощности:

- 1 – с установленной памятью (ОЗУ) 16 Гб и тактовой частотой 2,27 GHz;
- 2 – с установленной памятью (ОЗУ) 8 Гб и тактовой частотой 3,2 GHz.

В ремонтной схеме на Ростовской АЭС при переключениях по подготовке к выводу в ремонт ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная произошло отделение ОЭС Юга на изолированную работу от ЕЭС. Работала ПА АЧР и САОН в операционной зоне ОЭС Юга – 1847 МВт, а также в смежных энергосистемах Донбасской, Грузии и Азербайджана суммарно 504 МВт.

На рис. 1 приведены кривые изменения частоты электрического тока на шинах 330 кВ Ставропольской ГРЭС, полученные из оперативно-информационного комплекса во время реальной аварии и в результате расчета на соответствующих моделях.

В качестве критерия оценки качества моделирования режима примем среднеквадратичное отклонение частоты электрического тока в модели от частоты электрического тока в реальной энергосистеме

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (f_r - f_m)^2},$$

где  $\sigma$  – среднеквадратичное отклонение частоты при моделировании от реальных значений;  $f_r$  – значение

частоты при реальной аварии;  $f_m$  – значение частоты при моделировании аварии.

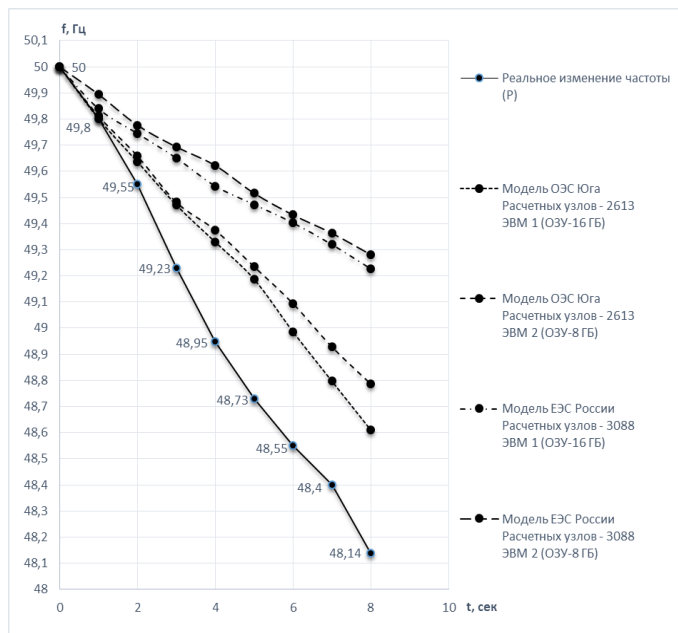


Рис. 1. Кривые изменения частоты электрического тока на шинах 330 кВ Ставропольской ГРЭС при реальной аварии (Р), при моделировании аварии на модели ОЭС Юга и ЭВМ 1 (1А), при моделировании аварии на модели ОЭС Юга и ЭВМ 2 (2А), при моделировании аварии на модели ЕЭС и ЭВМ 1 (1Б), при моделировании аварии на модели ЕЭС и ЭВМ 2 (2Б)

Вычисленные для каждого случая моделирования критерии качества моделирования приведены в таблице.

ЭВМ/Модель	А	Б
1	0,35	0,69
2	0,43	0,74

### III. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исследования показали, что основным фактором, влияющим на качество моделирования переходного процесса в рассматриваемом случае, является размер модели.

Вычислительные ресурсы ЭВМ влияют в меньшей степени, и для существенного улучшения качества моделирования переходного процесса требуется значительное наращивание вычислительных ресурсов.

Дальнейшие исследования планируется проводить в направлении создания тестовой модели энергосистемы, формирования набора критериев и алгоритма тестирования режимных тренажеров с целью получения объективной оценки качества моделирования аварийных режимов тем или иным режимным тренажером диспетчера, а также определения характеристик ЭВМ, обеспечивающих необходимое качество моделирования при заданной модели, и наоборот – какого максимального размера модель может обеспечить необходимое качество для ЭВМ с имеющимися вычислительными ресурсами.

### Список литературы

- [1] В.П. Будовский, С.А. Зинчук. Международные противоаварийные тренировки // Энергетик. – 2015. – №11.
- [2] Тян Р.Л., Карасев Е.Д., Будовский В.П. Проблемы моделирования энергосистем в режимных тренажерах диспетчера // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды всероссийской научно-технической конференции: сборник статей. В 3 т. Самара: СамГТУ, 2011. –Т.1. – С. 216-222

# О рациональном порядке разработки основных профессиональных образовательных программ по направлению «Электроэнергетика и электротехника»

Е.М. Шишков<sup>1</sup>, А.С. Ведерников<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Филиал ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет» в г. Новокуйбышевске  
Новокуйбышевск, Россия

<sup>2</sup>ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», Самара, Россия

<sup>1</sup>E.M.Shishkov@IEEE.org, <sup>2</sup>VedernikovAS@rambler.ru

Реализуемые в настоящее время в образовательных организациях высшего образования основные профессиональные образовательные программы высшего образования (ОПОП ВО) уровня бакалавриата по направлению подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника зачастую представляют собой кальку с образовательных программ подготовки инженеров, приведённых в ныне не действующих государственных образовательных стандартах второго поколения (ГОС). Вследствие этого, компетентный подход к формированию содержания ОПОП ВО, который по замыслу разработчиков федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (ФГОС ВО) должен был выступить в роли предиката, на деле не реализуется. А содержание и направленность ОПОП ВО определяется набором дисциплин, который был установлен соответствующим ГОС. В настоящей работе рассмотрен порядок разработки основных профессиональных программ с учётом действующих в отрасли профессиональных стандартов. Предпосылками настоящей работы являются Методические рекомендации Министерства образования и науки Российской Федерации по разработке основных профессиональных образовательных программ и дополнительных профессиональных программ с учетом соответствующих профессиональных стандартов (утв. 22 января 2015 г.). Проанализирована возможность применения профессиональных стандартов при разработке ОПОП ВО и формировании компетентностной модели выпускника. Отмечается, что без использования профессиональных стандартов в качестве основы формирования компетентностной модели выпускника при разработке ОПОП ВО фактически невозможно выполнить условие направленности программы. Особо отмечается, что подход «от дисциплин» при формировании содержания ОПОП ВО не соответствует требованиям действующего ФГОС ВО. Определение перечня дисциплин учебного плана ОПОП ВО следует производить только после формирования компетентностной модели выпускника.

*Ключевые слова: высшее образование, образовательные стандарты, профессиональные стандарты.*

## About rational design order of primary professional education programs on «Power and electrical engineering» branch

E.M. Shishkov<sup>1</sup>, A.S. Vedernikov<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Samara State Technical University – Novokuybyshevsk branch, Novokuybyshevsk, Russian Federation

<sup>2</sup>Samara State Technical University, Samara, Russian Federation

<sup>1</sup>E.M.Shishkov@IEEE.org, <sup>2</sup>VedernikovAS@rambler.ru

Primary professional education programs of higher education (PPEP HE) for bachelor degree, that being performed nowadays at educational organizations of higher education on 13.03.02 Power and electrical engineering branch, often are just a blueprint of old engineer education programs, that were given at State educational standards (SES) that are no longer in force. Competence approach to PPEP HE content creation actually does not take a place. Content and directionality of PPEP HE are determined by old SES discipline set in practice. This paper deals the PPEP HE design order that considers actual professional standards. The premise of this work are Methodical recommendations of the Ministry of Education and Science of the Russian Federation on the development of the basic professional educational programs and additional professional programs in accordance with relevant professional standards (app. 22 January 2015). The possibility of the application of professional standards in the development and formation of the PPEP HE graduate competence model is analyzed. It is noted that without the use of professional standards as the basis for the formation of graduate competence model in developing PPEP HE is virtually impossible to fulfill the condition of program orientation. It specifies that the approach "from the disciplines" in shaping the content PPEP HE is not fit for requirements of the current Educational standard. Formation of the PPEP HE discipline list should be made only after the formation of the graduate competence model.

*Keywords: higher education, educational standards, professional standards.*

## I. ВВЕДЕНИЕ

Реализуемые в настоящее время в образовательных организациях высшего образования (ОО ВО) основные профессиональные образовательные программы высшего образования (ОПОП ВО) уровня бакалавриата по направлению подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника зачастую представляют собой кальку с образовательных программ подготовки инженеров, приведённых в ныне не действующих государственных образовательных стандартах второго поколения (ГОС). Вследствие этого, на деле не реализуется компетентный подход к формированию содержания ОПОП ВО.

Со вступлением в силу Федерального закона от 29.12.2012 №273-ФЗ «Об образовании в Российской Федерации», и последовавшей за этим актуализацией Федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (ФГОС ВО) по направлению 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника, был устранён один из основных недостатков федеральных государственных образовательных стандартов высшего профессионального образования предыдущего поколения – ФГОС ВПО.

ФГОС ВПО требовал от разработчика образовательной программы обеспечить освоение обучающимися всех указанных в стандарте профессиональных компетенций выпускника, соответствующих шести видам профессиональной деятельности. Осложнял эту задачу тот факт, что во ФГОС ВПО по направлению подготовки 140400 Электроэнергетика и электротехника фактически оказались соединены объекты профессиональной деятельности и профессиональные задачи выпускника семнадцати существовавших ранее специальностей ОКССО, для каждой из которых ранее действовал собственный Государственный образовательный стандарт (ГОС).

Фактическое отсутствие возможностей выполнения требований ФГОС ВПО к результатам освоения основной образовательной программы бакалавриата привело к тому, что в ОО ВО произошло лишь номинально-структурное изменение образовательных программ, реализовавшихся в соответствии с ГОС, а компетентностная модель выпускника была сформирована механистически.

Со вступлением в силу ФГОС ВО разработчики ОПОП ВО получили возможность делать свои программы направленными на конкретный вид и объект профессиональной деятельности выпускника в действительности, а не только номинально. ОО ВО получили инструмент для формирования компетентностной модели выпускника.

## II. СИСТЕМА ПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ СТАНДАРТОВ

Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 января 2013 г. №23 утверждены правила разработки и применения профессиональных стандартов (ПС).

В ПС определены требования к умениям, знаниям, уровню квалификации в зависимости от полномочий и ответственности работника. Для работодателей ПС должен помочь идентифицировать квалификацию при найме сотрудников, оценить и повысить уровень квалификации, качество труда и подготовки работников, для работников – определять свой профессиональный уровень, планировать карьерный рост. Для ОО ВО профессиональные стандарты призваны стать источником для разработки ОПОП ВО.

Для формализации связи между структурными элементами ПС и ОПОП ВО 22 января 2015 г. министром образования и науки Российской Федерации Д.В. Ливановым утверждены Методические рекомендации по разработке основных профессиональных образовательных программ и дополнительных профессиональных программ с учетом соответствующих профессиональных стандартов. Согласно рекомендациям, в рабочей группе по разработке комплектов ОПОП ВО обязательно должны участвовать представители организаций-работодателей.

Подобный подход на протяжении последних лет используется во взаимодействии ОАО «СО ЕЭС» и ОО ВО, осуществляющих подготовку магистров по направлению 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника [1]. Однако и он требует актуализации.

Так, в опубликованном проекте ПС «Работники по осуществлению функций диспетчера в сфере оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике», разработанным ОАО «СО ЕЭС», трудовые функции диспетчера отнесены к шестому уровню квалификации, соответствующему выпускникам программ бакалавриата. А ведущаяся под общим руководством ОАО «СО ЕЭС» работа по унификации ОПОП ВО магистратуры, начата с формирования единых учебно-методических комплексов дисциплин [2] без формирования компетентностной модели выпускника.

## III. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Профессиональные стандарты – источник формирования компетентностной модели выпускника, а следовательно – направленности ОПОП ВО.

## Список литературы

- [1] Ерохин П.М., Куликов Ю.А.. Корпоративная система подготовки инженерных кадров в России // Сборник докладов VI Международной научно-технической конференции “Электроэнергетика глазами молодежи”. Т. 1. – Иваново. – 2015. – С. 8-11.
- [2] Ведерников А.С., Шишков Е.М. Совершенствование учебной программы «Планирование режимов работы электроэнергетической системы» с применением современных средств и методов ведения дисциплины // Сборник докладов VI Международной научно-технической конференции “Электроэнергетика глазами молодежи”. Т. 2. – Иваново. – 2015. – С. 620-623.



# Содержание

## 5. ИНФОРМАЦИОННЫЕ И ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Абдурахманова К.Р. Информационная система контроля энергоресурсов станции	6
Алехин Р.А. Создание генератора тестовых сигналов телеизмерений и телесигнализации	8
Андреева Ю.И. Анализ и совершенствование программного обеспечения для определения параметров переходных режимов по данным регистраторов аварийных событий	10
Атласова А.А. О проблемах надежной работы трансформаторного электрооборудования в городских электрических сетях	14
Бартоломей П.И., Котова Е.Н., Лебедев Е.М., Максименко Д.М., Нелюбин И.С. Влияние априорной обработки телеметрической информации на результаты оценивания состояния ЭЭС	16
Берг А.Ю., Бухаров Д.С., Гусев Р.А., Танирбергенов Е.Т. Об автоматизации настройки устройств АЛАР	20
Билалов Ф.Ф. Дистанционное секционирование воздушных линий 6 кВ с целью повышения производительности труда и сокращения потерь нефти	22
Борцов Д.В., Кац И.М. Визуализация CIM-описания объекта	24
Быкиев А.А., Минуллин Р.Г., Фильмонова Т.К., Касимов В.А. Автоматизация контроля гололедообразования на проводах воздушных линий электропередачи	26
Васильев А.С., Гурин Т.С., Руденко Н.Ю., Симонов И.В. Программа дорасчета телеизмерений и телесигнализации с графическим интерфейсом создания алгоритмов	28
Гольдштейн В.Г., Шестова М.М. О применении статистического интеллектуального анализа аварийности электрооборудования 6 – 500 кВ электрических сетей Поволжского региона	30
Горячев В.Я., Алексеев А.А., Лазарев А.Н. Электронно-оптическая система измерений параметров тока линий электропередач высокого и сверхвысокого напряжения	32
Горячев М.П., Гайнутдинов А.Р., Зиннатуллина Д.Р., Киреев Н.М. Программно-аппаратный комплекс на базе БПЛА для обследования протяженных объектов энергетики	36
Данилова О.О., Шумуртова Е.В., Будникова И.К. Использование геоинформационной системы Zulu для решения прикладных задач энергетики	40
Ерошенко С.А., Загидуллин М.Р., Сенюк М.Д., Кузнецов К.А. Инфографика уровней токов коротких замыканий для повышения качества решений по оперативному управлению и развитию энергосистемы региона	44
Жгун К.В., Чемборисова Н.Ш. Разработка формализованного алгоритма управления режимами ЭЭС с учетом неоднородности сети	48
Замыслов И.Д. Модель системы управления активами на основе онлайн-мониторинга технического состояния электроэнергетического оборудования для подстанции 220 кВ «Южная»	52
Занин А.С., Бушмелева К.И. Уязвимости низкоуровневых протоколов как инструменты для атаки на SCADA-системы	57
Иманова Е.В., Будникова И.К. Применение теории систем массового обслуживания для моделирования бизнес-процессов	59
Казымов А.П., Прутик А.Ф. Анализ требований CIM-стандартов в части описания графической информации в SCADA/EMS-системах	61
Касимов В.А., Минуллин Р.Г. Обработка рефлектограмм зондирования воздушных линий электропередачи	65
Киржацких Е.Р., Козлов В.К. Устройство для измерения напряжения в высоковольтных цепях с емкостным источником питания	69
Коваленко П.Ю., Бердин А.С., Зудихина Ю.В. Сравнение методов экспресс-анализа низкочастотных колебаний в энергосистемах на основе данных измерений	73
Костоюкова С.С., Рыбасова О.С. Достоверизация измерений PMU-устройств	77
Кочнева Е.С., Паздерин А.В., Крохин А. Влияние количества уровней измерения на точность расчетной оценки при достоверизации данных систем учета электроэнергии	79
Левин Д.С. Питание отбором мощности от фазного провода системы телеметрии гололедно-изморозевых отложений	83
Маямсин В.И., Будникова И.К. Разработка программного модуля для исследования эффективности модернизации оборудования на примере цифровых счетчиков в АСКУЭ	85
Низамутдинова Т.Т., Мухлынин Н.Д. Возможности спектрального анализа для идентификации состава электропотребителей	87
Носов М.А., Чугунов Ю.С. Расширение возможностей системы телемеханики АСКУЭ «ДИСК-110» при внедрении контроллера ШФК-МТ на подстанциях	91
Осичук В.В. Создание Единой системы сбора неоперативной технологической информации для АО «СО ЕЭС»	93
Пикалов А.И., Галимов Р.Р., Хазимов М.В. Анализ угроз дистанционного несанкционированного доступа удаленных технологических объектов электроэнергетики	97
Поляков И.Д., Парамонов П.А. Перспективы развития программы контроля перетоков и ограничений в сечениях (АИС «Energysy СОДП» КПОС)	101
Раитин М.Д. Разработка автоматизированного метода мониторинга синхронных качаний в энергосистеме по данным ТИ активной мощности	105
Садьков М.Ф., Шириев Р.Р., Ямбаева Т.Г., Горячев М.П. Программно-аппаратный комплекс управления внутренним освещением	107
Съёмщиков Е.С. Распознавание успешно произведенных кибератак в условиях низкой избыточности измерений по результатам ДиОС ЭЭС	111
Тимофеева Я.А., Зеленин А.С., Гуриков О.В. Сопоставление различных методов измерения частоты электрического тока	115
Туманов Д.А., Чуваков Н.И., Ясинский И.Ф. Об опыте применения нейронных сетей для прогнозирования процессов	117
Федотов В.В., Лизунов И.Н. Сравнительный анализ систем мониторинга ВОЛС для современных сетей Smart Grid	121
Хапаева А.В. Разработка программного кода обработки телеметрической информации для решения режимных задач	125
Якупов А.Б. Использование современных методов обеспечения надежности вычислительных систем при организации виртуальных ИТ-инфраструктур диспетчерских центров	129
Яруллин М.Р., Минуллин Р.Г. Исследование влияния локационных сигналов на работу систем высокочастотной технологической связи по линиям электропередачи	133

## 6. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ И ЭКОНОМИКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

<i>Dmitrieva A.S.</i> Weighted sum approach in applying to evaluation of distributed generation design effectiveness in scale of a specific industrial customer	138
<i>Аллаева Г.Ж.</i> Роль топливно-энергетического комплекса в устойчивом развитии экономики Республики Узбекистан	142
<i>Ананичева С.С., Белокобыльский Д.С.</i> Прогнозирование показателей развития электроэнергетических систем	145
<i>Андреев Р.В.</i> Оптимизация состава и параметров автономного ветродизельного комплекса	149
<i>Белов О.Е., Павленок А.М.</i> Автономные фотоэлектрические системы электроснабжения на основе генераторов с водородным первичным двигателем	153
<i>Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Нгуен Ван Хуан.</i> Применение прогностических регуляторов для управления режимами систем электроснабжения с установками распределенной генерации	157
<i>Бушуева О.А., Гудков В.А.</i> Исследование устойчивости систем электроснабжения с распределенной генерацией	161
<i>Бык Ф.Л., Мышкина Л.С., Фишов А.Г.</i> Малая генерация и живучесть энергосистемы	165
<i>Ванин А.С., Сайфутдинов Т., Тульский В.Н.</i> Система централизованного управления напряжением в интеллектуальных распределительных сетях	169
<i>Ведерников А.С., Балукова Е.А.</i> Выявление корреляционной связи между условным расходом топлива и электропотреблением собственных нужд ТЭЦ	173
<i>Волков А.В.</i> Построение целостной системы достоверизации данных телеметрической информации с регистраторов переходных процессов от объекта до диспетчерского центра энергосистемы	176
<i>Воронов П.Л.</i> Расчет режимов систем электроснабжения с распределенной генерацией методом диакоптики	180
<i>Галямова Л.Х.</i> Оценка влияния на электроэнергетический режим энергосистемы Республики Татарстан объектов распределенной генерации	184
<i>Гарипов Р.Р., Хантимеров С.М., Киржек К., Сулейманов Н.М.</i> Системы преобразования и хранения электроэнергии на основе литий-ионных аккумуляторов и суперконденсаторов	186
<i>Герасимов Д.О., Уколова Е.В.</i> Алгоритм расчета экономической эффективности строительства распределенной генерации	190
<i>Гнетова Д.А., Полищук В.И.</i> Исследование нечетких признаков неисправности роторного оборудования СГ	194
<i>Гольдштейн В.Г., Матвеев Г.А., Можяев В.Д., Суровешкин И.А.</i> Воздействие электромагнитных полей на технические и биологические объекты в мегаполисах	198
<i>Громова Г.А., Елизарьев А.Ю., Громов В.Е.</i> Комплексная система контроля гололедно-ветровых нагрузок на воздушных линиях электропередачи	202
<i>Жилкина Ю.В.</i> Экономический механизм инновационного стратегического управления энергетической безопасностью	207
<i>Жуков А.В., Дубинин Д.М., Опалев О.Л.</i> Результаты идентификации источников низкочастотных колебаний в ЕЭС России по данным СМПП	211
<i>Закотнов А.О., Абуладзе Р.Р., Калашиников А.И., Неведров В.В., Надтока И.И.</i> Моделирование суточных графиков освещенности и температуры воздуха при краткосрочном прогнозировании электропотребления	215
<i>Захаров В.М., Смирнов Н.Н., Румянцев Е.С., Фламан Б.</i> Генерация электрической энергии за счет применения энергоэффективных панелей с солнечными батареями в окнах	217
<i>Исаева Е.Б.</i> Совершенствование системы управления охраной окружающей среды посредством разработки и внедрения системы поведенческих аудитов экологической безопасности	219
<i>Карджаубаев Н.А.</i> Мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях	222
<i>Карпов Н.Д., Чернов Д.А., Дерюгина Г.В.</i> Исследование целесообразности внедрения ветроэнергетических установок (ВЭУ) в локальную энергосистему о. Попова	226
<i>Клименко В.В., Касилова Е.В., Терешин А.Г.</i> Анализ зарубежного опыта энергоснабжения субарктических территорий	230
<i>Клименко В.В., Клименко А.В., Терешин А.Г., Касилова Е.В., Рекуненко Е.С.</i> Оценка влияния климатических изменений на работу энергетических ГТУ	234
<i>Козлова Ю.А., Ильин Е.Т.</i> Выбор оптимального значения коэффициента теплофикации при строительстве ТЭЦ в современных условиях	238
<i>Козюков Д.А., Цыганков Б.К., Богдан А.В.</i> Дополнительное и резервное электроснабжение фермерских хозяйств с помощью автономно-сетевых фотоэлектрических установок	242
<i>Крицкий М.В., Полищук В.И.</i> Разработка системы мониторинга технического состояния обмотки ротора турбогенератора	246
<i>Крупнев Д.С., Шамарова Н.А.</i> Оценка надежности систем электроснабжения при интеграции возобновляемых источников энергии	250
<i>Кубарьков Ю.П., Макаров Я.В.</i> Система управления изолированной электрической сетью с распределенными источниками электроэнергии	252
<i>Кузьмин Е.В., Лысак В.И., Кузьмин С.В., Пеев А.П.</i> Перспективы создания новых энергосберегающих композиционных переходных элементов и узлов электротехнического назначения	256
<i>Марченко А.И.</i> Разработка теоретических основ системы интеллектуального учета энергии и услуг в сетях Smart Grid	260
<i>Муканина А.А., Герасимов Д.О., Сулов К.В.</i> Концепция энергетического хаба в составе интегрированных систем энергоснабжения	262
<i>Мухлынин Н.Д., Паздерин А.В.</i> Ценовая модель распределения электроэнергии в сетях 35, 6–10 кВ	265
<i>Нефатова К.В.</i> Оценка эффективности реформирования рынков в электроэнергетике	269
<i>Никишин К.А., Толстихина Е.А., Сема Е.Г., Толстихина Л.В.</i> Использование гидроэнергетических ресурсов южных районов Сибири для строительства малых ГЭС	273
<i>Пержабинский С.М., Крупнев Д.С.</i> Анализ балансовой надежности электроэнергетических систем с ветряными электростанциями	277

<i>Прохоров С.В.</i> Применение токоограничивающих реакторов 110 – 220 кВ для снижения потерь электроэнергии и оптимизации перетоков активной мощности	281
<i>Сандаков В.Д., Валеев И.М.</i> Особенности применения изотропных электродов для очистки газов в поле стримерной короны	285
<i>Семенов С.И., Семенов Г.В.</i> Применение генетических алгоритмов для определения оптимального состава сетевых элементов в задаче оптимизации развития электрических сетей	287
<i>Сигитов О.Ю., Чемборисова Н.Ш.</i> Разработка метода рациональной расстановки источников генерации в крупных узлах нагрузки	291
<i>Сиразутдинов Ф.Р., Туляров А.М., Ласкина А.С., Хакимзянов Э.Ф., Мустафин Р.Г.</i> Влияние нагрузки на точность определения места повреждения в распределительных электрических сетях среднего напряжения	295
<i>Смирнов К.С.</i> Методический подход для оценки влияния факторов риска на эффективность экспортных проектов электроэнергии и результаты исследования	297
<i>Смоленцев Н.И., Кондрин С.А.</i> Сверхпроводящий электрокинетический накопитель энергии для локальных электрических сетей	301
<i>Соснина Е.Н., Шалуха А.В., Кечкин А.Ю., Шумский Н.В.</i> Оптимизация структуры виртуальной электростанции с большой долей распределенной генерации	305
<i>Тимусь А.А.</i> Перспективы и проблемы развития распределенной генерации в электрических сетях	309
<i>Токарь К.А., Андреев А.Н.</i> Оценка эффективности управления мощностью передачи постоянного тока с целью сохранения динамической устойчивости энергосистемы	313
<i>Тулский В.Н., Березовский В.С.</i> Сравнительный анализ эффективности распределительных сетевых компаний	315
<i>Тупикина А.А.</i> Факторный анализ потребления топливно-энергетических ресурсов промышленными предприятиями	319
<i>Чекан Г.В., Сулова О.В.</i> Оценка уровня надежности Выборгской преобразовательной подстанции с использованием программного комплекса «DoRI CL»	323
<i>Шушпанов И.Н., Уколова Е.В.</i> Применение возобновляемых источников электроэнергии для питания собственных нужд нефтегазопроводов	327

## 7. ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПРОГРАММЫ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

<i>Антипин А.С., Удинцев В.Н., Фризен В.Э., Назаров С.Л.</i> Интеллектуальная лаборатория «Автоматизированные системы электроснабжения предприятия»	332
<i>Бурлак Е.С., Степанова О.С.</i> Повышение эффективности подготовки работников организаций электроэнергетики посредством программно-аппаратного комплекса «Персонал»	336
<i>Вафин Р.И., Кремлева О.В., Токарев Д.Н.</i> Применение современных учебно-лабораторных тренажеров для повышения эффективности обучения	340
<i>Возисова О.С., Кокшарова Е.Ю., Егоров А.О., Снегирев Д.А.</i> Обновленный конструктор электроэнергетических систем	342
<i>Дремлюга А.Б., Сошинов А.Г.</i> Внедрение программ и методик повышения квалификации работников электроэнергетической отрасли для выполнения работ под напряжением	346
<i>Ерохин П.М., Куликов Ю.А.</i> Корпоративная подготовка инженеров в России в контексте Всемирной инициативы CDIO	350
<i>Зонов И.С., Бузунов И.М., Кузнецов К.А., Возисова О.С., Снегирёв Д.А., Ременюк Н.В., Титова С.А.</i> Конструктор электроэнергетических систем. Модели электросетевых объектов и действующие модели	355
<i>Кох А.В.</i> Разработка лабораторного стенда по исследованию экранирующих свойств электромагнитных экранов	359
<i>Кузнецов К.А., Возисова О.С., Титова С.А., Егоров А.О.</i> Обратный инжиниринг и создание конструкторской документации силового трансформатора ТДН-40000 с применением технологии лазерного сканирования	361
<i>Локтев Н.Ф., Усков Д.А., Менделеев Д.И., Марьин Г.Е.</i> Использование компьютерного тренажера ПГУ на базе ПГУ-110 Казанской ТЭЦ-2 для подготовки студентов и работников станции	365
<i>Москалёв С.А.</i> Выбор оптимальных алгоритмов моделирования элементов сети в перспективном диспетчерском тренажёрном комплексе с использованием искусственного интеллекта	367
<i>Пушка А.Н., Жуасов И.Б., Громоной Е.А.</i> Пункт тренажерной подготовки персонала	369
<i>Трифонов Е.В., Будовский В.П.</i> Экспериментальная проверка качества моделирования нарушений нормального режима ЭЭС России	371
<i>Шишков Е.М., Ведерников А.С.</i> О рациональном порядке разработки основных профессиональных образовательных программ по направлению «Электроэнергетика и электротехника»	374

# ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ – 2016

Материалы VII Международной молодежной  
научно-технической конференции  
19 – 23 сентября 2016 года  
Том 3

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. 43,06. Уч.-изд. л. 47,38.  
Тираж 50 экз. Заказ №  
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 978-5-89873-462-6

