

Министерство образования и науки Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего  
 профессионального образования «НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт ЭНИН  
 Направление подготовки Электрические станции  
 Кафедра Электроэнергетических систем

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Проектирование дизельной электростанции для энергокомплекса «Южно-Курильская»  
 УДК 621.311.2

Студент		Подпись	Дата
Группа	ФИО		
5А0Б	Дорошенко Александр Викторович		9.06.14

Руководитель		Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Должность	ФИО			
Доцент кафедры ЭЭС	Космынина Нина Михайловна	Кандидат технических наук		9.06.14

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Потехина Нина Васильевна			9.06.2014

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романцов Иван Григорьевич			10.06.14

По разделу «Выбор дизельных генераторных установок для энергокомплекса «Южно-Курильская», «Решения по размещению оборудования», «Разработка программного продукта для выбора количества и мощности дизельных генераторных установок».

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭПП	Сарсикеев Ермек Жасланович			09.06.2014г.

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭЭС	Боровиков Юрий Сергеевич	Кандидат технических наук		13.06.14

Томск-2014г.



Министерство образования и науки Российской Федерации  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего  
образования «НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ  
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт ЭНИН  
Направление подготовки Электрические станции  
Кафедра Электроэнергетических систем

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

**Проектирование дизельной электростанции для энергокомплекса «Южно-Курильская»**  
УДК 621.311.2

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А0Б	Дорошенко Александр Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭЭС	Космынина Нина Михайловна	Кандидат технических наук		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Потехина Нина Васильевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романцов Иван Григорьевич			

По разделу «Выбор дизельных генераторных установок для энергокомплекса «Южно–Курильская», «Решения по размещению оборудования», «Разработка программного продукта для выбора количества и мощности дизельных генераторных установок».

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭПП	Сарсикеев Ермек Жасланович			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Томск–2014г.

**Приложение Г.1  
(обязательное)**

**Форма задания на выполнение выпускной квалификационной работы**

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт ЭНИН  
Направление подготовки (специальность) Электрические станции  
Кафедра Электроэнергетических систем

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ  
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5А0Б	Дорошенко Александру Викторовичу

Тема работы:

Проектирование дизельной электростанции для энергокомплекса «Южно-Курильская»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

Дизельная электростанция для энергокомплекса «Южно-Курильская» мощностью 2800 кВт, режим работы – непрерывный, вид сырья – дизельное топливо.

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Выбор количества и мощности дизельных генераторов, выбор схемы электрических соединений распределительного устройства, выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, проектирование измерительной подсистемы.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Схема главных цепей 6,3 кВ, схема главных цепей шкафов КРУ D-12P, план размещения оборудования в шкафах КРУ D-12P, схема расположения проектируемой ДЭС</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Потехина Нина Васильевна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Романцов Иван Григорьевич</p>
<p>Выбор дизельных генераторных установок для энергокомплекса «Южно–Курильская». Решения по размещению оборудования. Разработка программного продукта для выбора количества и мощности дизельных генераторных установок.</p>	<p>Сарсикеев Ермек Жасланович</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	
--	--

**Задание выдал руководитель:**

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>Доцент кафедры ЭЭС</p>	<p>Космынина Нина Михайловна</p>	<p>Кандидат технических наук</p>		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А0Б	Дорошенко Александр Викторович		

## Содержание

	Реферат	3
	Введение	4
1	Анализ энергосистемы «Южно–Курильская»	5
1.1	Электростанции–генерирующая часть энергосистемы	5
1.2	Подстанции энергокомплекса «Южно-Курильская»	7
1.3	Современное состояние и перспективы развития	8
2	Выбор дизельных генераторных установок для энергокомплекса «Южно–Курильская»	10
2.1	Оптимизация структуры и мощности ДЭС локальных систем электроснабжения	10
2.2	Выбор расчетного графика нагрузки	14
2.3	Выбор количества и мощности дизельных генераторов	16
2.3.1	Расчет математического ожидания недоотпуска электроэнергии	18
2.3.2	Определение годовых эксплуатационных затрат	24
2.3.3.	Технико–экономическое сравнение вариантов	30
2.4	Основные решения по проектированию	30
3	Определение расчетных условий для выбора аппаратуры и токоведущих частей ДЭС	34
3.1	Определение расчетных условий по продолжительным режимам	34
3.2	Определение расчетных условий по режимам трехфазных коротких замыканий	35
4	Выбор схемы электрических соединений распределительного устройства	41
4.1	Выбор вида схемы	41
4.2	Выбор исполнения распределительного устройства	42
5	Выбор коммутационных аппаратов	54
6	Выбор токоведущих частей	58

7	Проектирование измерительной подсистемы	63
7.1	Выбор измерительных приборов	63
7.2	Выбор измерительных трансформаторов тока	66
7.3	Выбор измерительных трансформаторов напряжения	69
8	Размещение оборудования	72
9	Разработка программного продукта для выбора количества и мощности дизельных генераторных установок	75
10	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	80
10.1	Классификация методов экономических оценок	80
10.2	Метод приведенных годовых затрат	82
10.2.1	Расчет капиталовложений в оборудование	84
10.2.2	Расчет годовых эксплуатационных затрат	85
10.2.3	Расчет ущерба от недоотпуска энергии	86
10.3	Технико–экономическое сравнение вариантов	87
11	Социальная ответственность	91
11.1	Описание автоматизированного рабочего места оператора	91
11.2	Анализ выделенных вредных факторов	91
11.3	Анализ выявленных опасных факторов	94
11.4	Охрана окружающей среды	98
11.5	Защита в чрезвычайных ситуациях	99
	Заключение	104
	Список публикаций	106
	Список литературы	107
	Приложение А	
	Приложение Б	
	Приложение В	
	Приложение Г	

## Реферат

Выпускная квалификационная работа—107с., 22 рис., 37 табл., 18 источников, 4 прил.

Ключевые слова: дизельный генератор, дизельная электростанция, оптимизация структуры, КРУ D-12P.

Объектом исследования является: энергокомплекс дизельных электростанций «Южно-Курильская».

Цель работы—проектирование дизельной электростанции мощностью 2800 кВт, выбор основного оборудования, разработка основных решений по размещению оборудования.

Выпускная квалификационная работа выполнена с помощью программ MS Excel, MS Visio, MATLAB в текстовом редакторе MS Word.



## Введение

Россия – крупнейшая страна в мире по площади зон децентрализованного электроснабжения. К ним относятся около 70 % территории государства, на которых проживают по разным оценкам от 10 до 20 млн. человек. Большинство этих территорий расположены в районах с суровыми климатическими условиями – Сибирь, Дальний Восток, Крайний Север.

Для электроснабжения потребителей децентрализованных зон традиционно используются установки малой энергетики – малые электростанции, работающие на автономную электрическую сеть одного или нескольких близлежащих населенных пунктов. Актуальность проектирования дизельной электростанции заключается в том, что они составляют основу малой энергетики России, общее количество превышает 47 тыс., а установленная мощность достигает 15 млн. кВт.

Широкое применение дизельных электростанций определяется рядом их преимуществ перед другими типами источников энергии:

- относительно высокий КПД, до 0,35–0,4;
- компактность, простота вспомогательных систем и технологического процесса, позволяющие обходиться минимальным количеством обслуживающего персонала;
- возможность блочно-модульного исполнения электростанций, сводящая к минимуму строительные работы на месте применения.

Целью данной работы является проектирование дизельной электростанции для децентрализованного комплекса электроснабжения поселка Южно–Курильск. В задачи работы входит: выбор количества и мощности дизельных генераторов, выбор схемы электрических соединений распределительного устройства, выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, проектирование измерительной подсистемы.

## 1 Анализ энергосистемы «Южно-Курильская»

### 1.1 Электростанции-генерирующая часть энергосистемы

Энергокомплекс дизельных электростанций (ДЭС) «Южно-Курильская» обеспечивает электроэнергией поселок городского типа Южно-Курильск, расположенный на полуострове Кунашир (на юге Курильских островов) с населением примерно 6500 человек. Структурная схема энергокомплекса ДЭС «Южно-Курильская» представлена на рисунке 1.1.

Генерирующие мощности энергокомплекса ДЭС «Южно-Курильская» представлены двумя дизельными электростанциями ДЭС №1 «Русская» (2400 кВт) и ДЭС №2 «Японская»(3200 кВт) и двумя энергомодулями ГеоТЭС «Менделеевская(3600 кВт)».

#### ДЭС №1 «Русская»

Количество и мощность источников энергии: три дизельных генератора ДГ-72М мощностью 800 кВт. Основные характеристики генераторов приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1–Генераторы ДЭС №1 «Русская»

ДЭС	Тип	Количество	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$P_{\text{ном}}$ , кВт	$\cos\varphi$
Русская	ДГ-72М	2	6,3	800	0,8

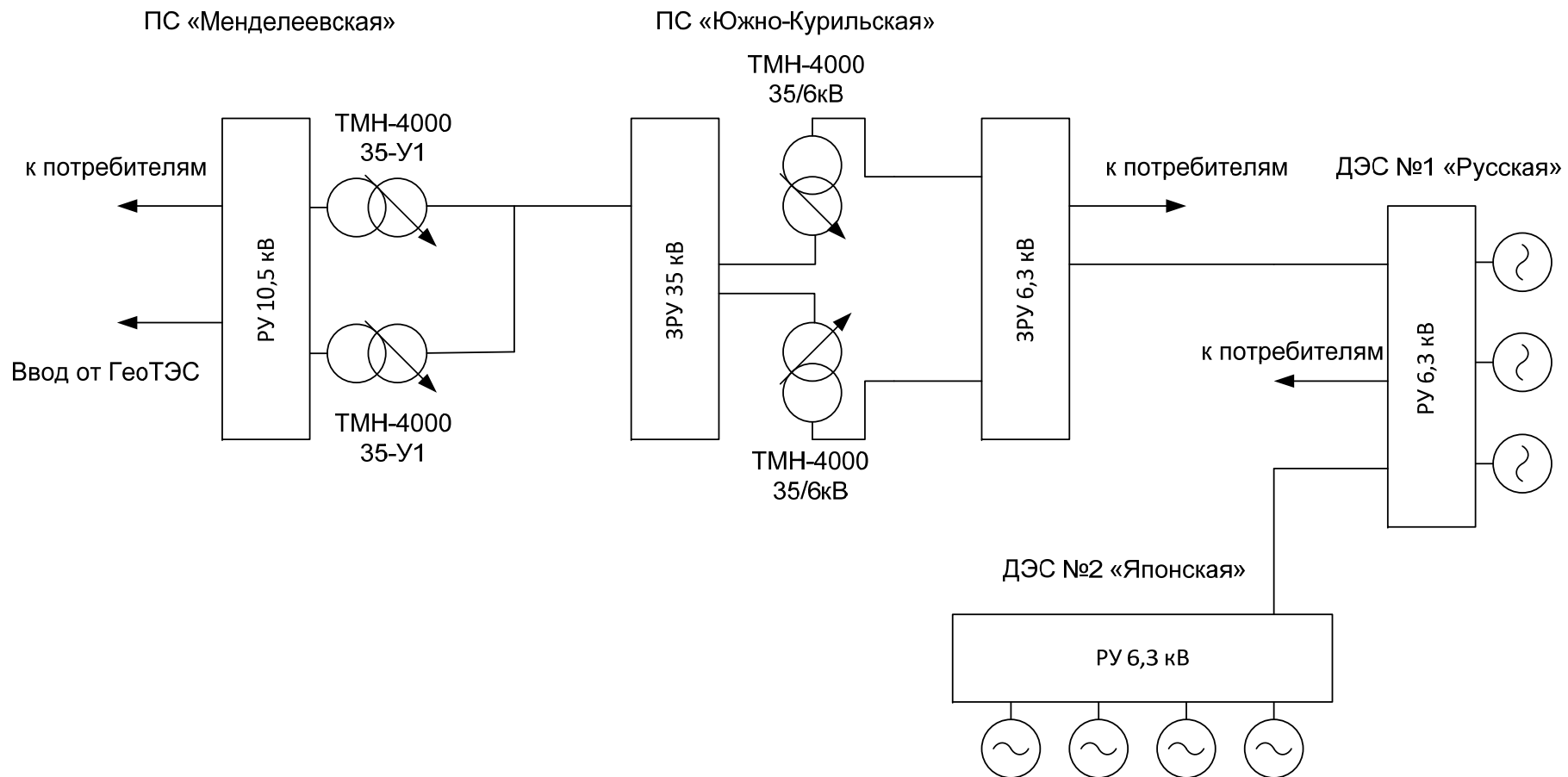


Рисунок 1.1– Структурная схема ДЭС «Южно-Курильская»

Краткое описание:

1. Синхронный генератор

СГД2М -17-44-16, номинальная мощность 800 кВт, частота вращения 375 об/мин, напряжение 6300 В, тип системы возбуждения – статическая.

2. Дизель

Четырехтактный, рядный, вертикальный, тронковый, с газотурбинным наддувом и охлаждением наддувочного воздуха. Номинальная мощность 800 кВт.

ДЭС №2 «Японская»

Количество и мощность источников энергии: четыре дизельных генератора NТАКL мощностью 800 кВт. Основные характеристики генераторов приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2–Генераторы ДЭС №2 «Японская»

ДЭС	Тип	Количество	U <sub>НОМ</sub> , кВ	P <sub>НОМ</sub> , кВт	cosφ
Японская	НТАКL	4	6,3	800	0,8

Краткое описание:

1. Синхронный генератор

Тип –НТАКL, количество полюсов-8, полная мощность – 1000 кВ·А, 750 об/мин, напряжение 6300В, ток 91,7 А, частота 50 Гц, напряжение возбуждения – 90 В, ток возбуждения 205 А, соединение Y, класс изоляции – F, бесщеточный возбудитель: 30 кВ·А, 130 В, 133,3 А. Возбудитель: 120 В, 6,6 А. Защита JR20, охлаждение JCO.

2. Дизель

8ДК-20 №ДК820Z0083

Скорость 750 об/мин, максимальная непрерывная мощность – 860,5 кВт.

**1.2 Подстанции энергокомплекса «Южно-Курильская»**

### ПС «Южно-Курильская»

Подстанция «Южно-Курильская» повышает напряжение с 6,3 кВ до 35 кВ.

На подстанции имеется два распределительных устройства: ЗРУ–6,3 кВ и ЗРУ–35кВ и два трансформатора ТМН–4000/35/6. Данные по трансформаторам приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3–Трансформаторы ПС «Южно-Курильская»

Тип	$S_{\text{ном}}$ , кВА	$U_{\text{вн}}$ , кВ	$U_{\text{нн}}$ , кВ	$P_{\text{xx}}$ , кВт	$P_{\text{кз}}$ , кВт	$I_{\text{xx}}$ , %	$U_{\text{кз}}$ , %	Схема соединения
ТМН- 4000/35/6	4000	35	6,3	5,6	33,5	0,9	7,5	Y/Δ

### ПС «Менделеевская»

Подстанция «Южно-Курильская» повышает напряжение с 10,5 кВ до 35 кВ.

На подстанции имеется два распределительных устройства: ЗРУ–10,5 кВ и РУ–35кВ и 2 трансформатора ТМН–4000/35/11. Данные по трансформаторам приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4–Трансформаторы ПС «Менделеевская»

Тип	$S_{\text{ном}}$ , кВА	$U_{\text{вн}}$ , кВ	$U_{\text{нн}}$ , кВ	$\Delta P_{\text{xx}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$ , кВт	$I_{\text{xx}}$ , %	$U_{\text{кз}}$ , %	Схема соединения
ТМН- 4000/35/11	4000	35	11	5,6	33,5	0,9	7,5	Y/Δ

ПС «Менделеевская» и ПС «Южно-Курильская» соединены между собой одноцепной линией электропередач, выполненной на напряжении 35 кВ сталеалюминиевым проводом АС-120 длиной 12370 метров.

## 1.3 Современное состояние и перспективы развития

ДЭС является основным источником электроснабжения поселка городского типа Южно-Курильск и с учетом перспективы присоединения к сетям Южно-Курильска военного городка «Лагунное» (1680 кВт), аэропорта «Менделеево» (200 кВт) роль ДЭС возрастает. Общая мощность нагрузки на ДЭС в зимний период может составить 5000 кВт.

На сегодняшний день потребность населенного пункта в электроэнергии поддерживается физически изношенным оборудованием двух дизельных электростанций энергокомплекса ДЭС «Южно-Курильская», работающего в параллельном режиме с геотермальной станцией. Из семи агрегатов базовой ДЭС энергокомплекса (корпус №1–"Русская") в настоящее время работоспособны только три.

Дальнейшая эксплуатация ДЭС без капитальных ремонтов, реконструкции инженерных сооружений, замены изношенного вспомогательного оборудования и т.д. буде сопровождаться авариями и ограничениями в подаче электроэнергии потребителям.

Во избежание перебоев в электроснабжении потребителей Южно-Курильска в результате возможного выхода из строя устаревшего оборудования, необходимо в кратчайшие сроки решить задачу пополнения существующего энергокомплекса новыми источниками электроэнергии.

В данной работе предлагается строительство дизельной электростанции модульного типа, возведение которой и подключение ее к существующей энергосистеме Южно-Курильска может быть произведено в кратчайшие сроки. Предлагаемое решение обеспечит поддержание потребностей населенного пункта в электроэнергии и возможность вывода из эксплуатации изношенного, экономически неэффективного оборудования энергокомплекса.



## **2 Выбор дизельных генераторных установок для энергокомплекса «Южно-Курильская»**

### **2.1 Оптимизация структуры и мощности ДЭС локальных систем электроснабжения**

Важнейшим техническим показателем автономной дизельной электростанции, обеспечивающей питание децентрализованных потребителей, является число и мощность установленных силовых агрегатов. Именно этот показатель определяет надежность электроснабжения потребителей и от него во многом зависит эффективность работы ДЭС.

В соответствии с [1] суммарная мощность рабочих дизельных электроагрегатов должна покрывать максимальную расчетную нагрузку с учетом собственных нужд ДЭС и обеспечивать запуск электродвигателей. Количество рабочих агрегатов определяется в соответствии с графиком нагрузок и имеющейся номенклатурой электроагрегатов. Конкретных рекомендаций и методик по выбору числа и мощности дизель-генераторов нормативные документы не содержат. Между тем этот показатель чрезвычайно важен, так как от него во многом зависят технико-экономические характеристики электростанции.

Выбор рационального числа рабочих дизельных электроагрегатов, обеспечивающих наилучшие технико-экономические характеристики ДЭС, связан с учетом большого количества весьма противоречивых факторов. Отметим основные проблемы, связанные с этим выбором:

1. Дизель-генераторы необходимо периодически выводить из работы для проведения необходимого сервисного обслуживания, текущего и капитального ремонтов. Надежность электроснабжения потребителей при этом снижается. Периодичность и продолжительность технического обслуживания зависит от типоразмера силового агрегата.

2. Состав потребителей, получающих питание от ДЭС, может значительно различаться по мощности, количеству и режимам работы. При этом неизбежно изменение нагрузки станции в значительном диапазоне, как в течение суток, так и по сезонам года. При этом желательно обеспечить загрузку дизель-генераторов в пределах от 25 до 80 % от номинальной нагрузки. Загрузка выше этих пределов приводит к снижению ресурса дизельного двигателя; при малых нагрузках значительно увеличивается удельный расход топлива и проявляется эффект карбонизации, вызванной скоплением в цилиндрах несгоревших фракций топлива, что также негативно влияет на ресурс двигателя.

3. Удельный расход топлива на выработку 1 кВт·ч электрической энергии зависит от типоразмера агрегата, у дизель-генераторов большой мощности он, как правило, ниже. Удельный расход топлива изменяется при работе дизель-генераторов на частичных режимах, с уменьшением нагрузки увеличивается.

В данной работе предлагается методика оптимизации числа и типовой мощности рабочих дизельных электроагрегатов автономной ДЭС, используемой в качестве основного источника электроснабжения децентрализованных потребителей.

В качестве критерия оптимизации используется минимум приведенных годовых затрат при заданном уровне надежности электроснабжения потребителей:

$$Z = E_n \cdot K + I + Y \Rightarrow \min, \quad (1)$$

где  $Z$  – приведенные годовые затраты, руб;

$E_n$  – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений (в расчетах принимался равным 0.15, что соответствует сроку окупаемости 6.5 лет);

$K$  – капитальные вложения в ДЭС, руб;

$I$  – годовые расходы на эксплуатацию станции, руб;

У– экономический ущерб от нарушения электроснабжения потребителей, руб.

Основные технико-экономические показатели дизель–генераторов и ДЭС приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1–Основные технико-экономические показатели ДЭС

№	Номинальная мощность силового агрегата, кВт	$K_{ти}$	Цена комплектной ДЭС, руб	Удельный расход топлива, г/кВт·ч
1	8	0.95	136000	271
2	16	0.95	237500	257
3	30	0.95	395000	252
4	60	0.95	540000	227
5	100	0.95	610000	205
6	200	0.91	930000	189
7	315	0.91	1710000	185
8	500	0.91	2700000	177
9	700	0.87	4111397	171
10	1000	0.87	6117583	164
11	1600	0.87	12132285	164
12	2000	0.87	16026784	164
13	3150	0.87	35146580	164
14	5000	0.87	-	-

Номинальные мощности электроагрегатов и электростанций определены из государственных стандартов [2, 3] и соответствуют общепромышленным стационарным электроагрегатам и дизельным электростанциям трехфазного переменного тока.

Усредненная стоимость ДЭС (на начало 2013 года) определена по прайс-листам и каталогам известных отечественных производителей и поставщиков дизельных электростанций [4, 5]. В таблице 2.1 приведены цены полнокомплектных стационарных ДЭС контейнерного исполнения и под капотом. Выбор такого варианта исполнения станций обусловлен минимальными затратами на капитальное строительство и меньшими расходами на ввод в эксплуатацию.

Удельный эффективный расход топлива определен по спецификациям на дизель-генераторные установки, выполненные на базе отечественных

силовых агрегатов серии АД Ярославского моторного завода и двигателей Volvo Penta (Швеция).

Коэффициент технического использования  $K_{\text{ти}}$  для дизельных двигателей различных типоразмеров определен из [6].  $K_{\text{ти}}$  характеризует долю времени нахождения объекта в работоспособном состоянии относительно общей (календарной) продолжительности эксплуатации:

$$K_{\text{ти}} = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{\sum_{i=1}^n t_i + \sum_{i=1}^m \tau_i + \sum_{j=1}^k \tau_j}, \quad (2)$$

где  $t_i$  - время сохранения работоспособности в  $i$ -м цикле функционирования объекта;

$\tau_i$  - время восстановления (ремонта) после  $i$ -го отказа объекта;

$\tau_j$  - длительность выполнения  $j$ -й профилактики, требующей вывода объекта из работающего состояния (использования по назначению);

$n$  - число рабочих циклов за рассматриваемый период эксплуатации;

$m$  - число отказов (восстановлений) за рассматриваемый период;

$k$  - число профилактик, требующих отключения объекта в рассматриваемый период.

В теории надежности время нахождения объекта в неработоспособном состоянии характеризуется коэффициентом вынужденного простоя  $K_{\text{в}}$ .

Суммарное время вынужденного простоя объекта обычно включает в себя время на поиск и устранение отказа; на регулировку и настройку объекта после устранения отказа; простой из-за отсутствия запасных элементов; простой для проведения профилактических работ.

Так как технический объект может находиться только в одном из двух возможных состояний сумма коэффициентов, характеризующих состояние объекта равна единице:

$$K_{\text{ти}} + K_{\text{в}} = 1 \quad (3)$$

## 2.2 Выбор расчетного графика нагрузки

Решим оптимизационную задачу по выбору дизель-генераторов стационарной ДЭС, предназначенной для электроснабжения автономного объекта. Данный объект имеет различные графики нагрузок по месяцам. Нагрузки по месяцам представлены на рисунках 2.1–2.3.

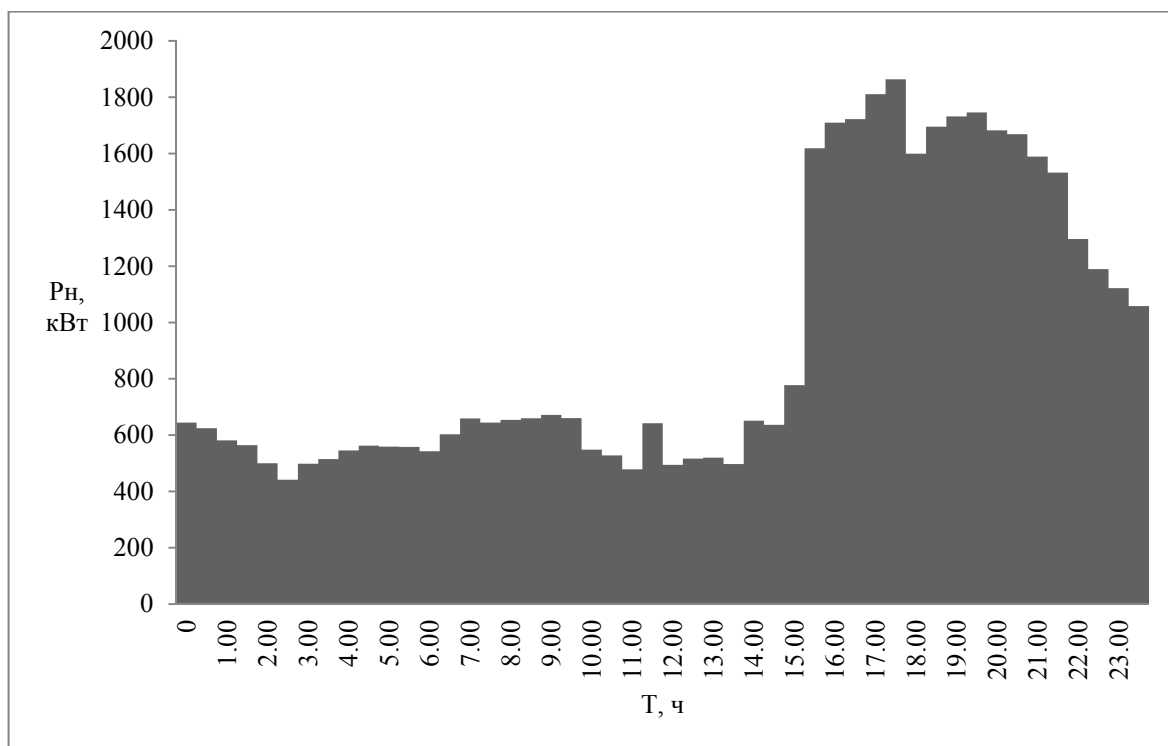


Рисунок 2.1– Суточный график нагрузок за январь

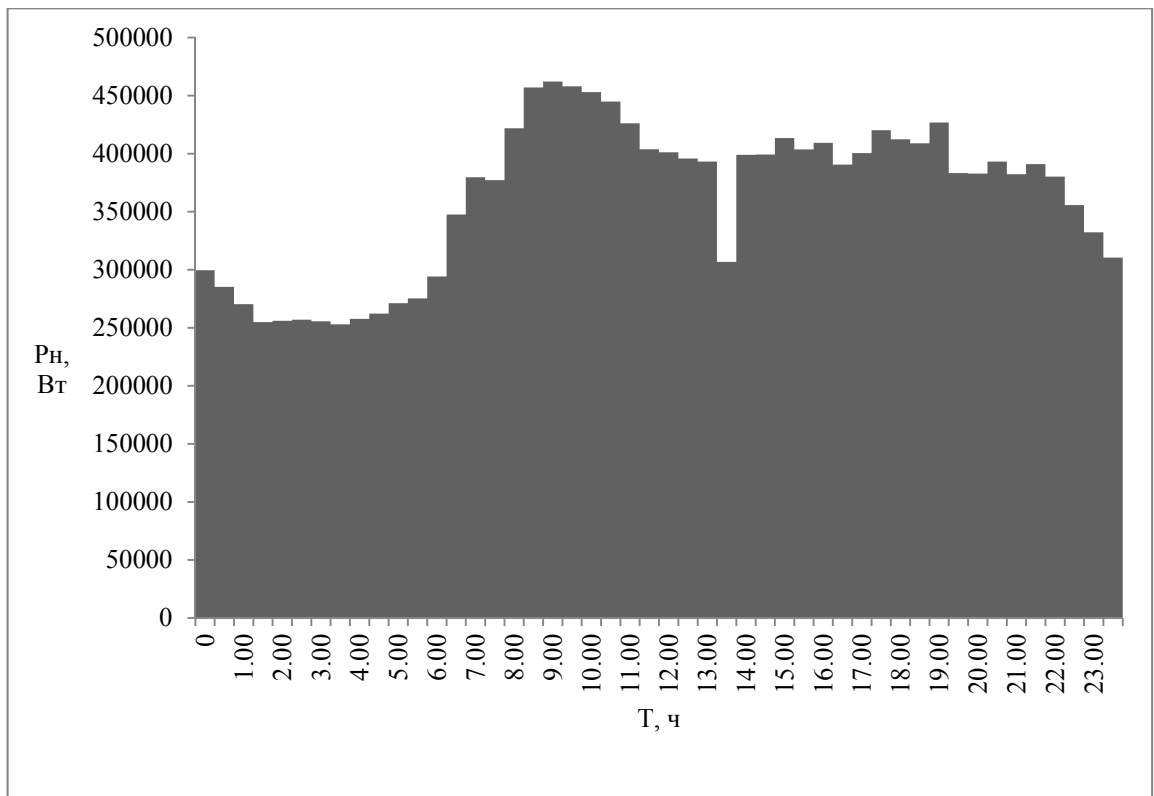


Рисунок 2.2– Суточный график нагрузок за июль

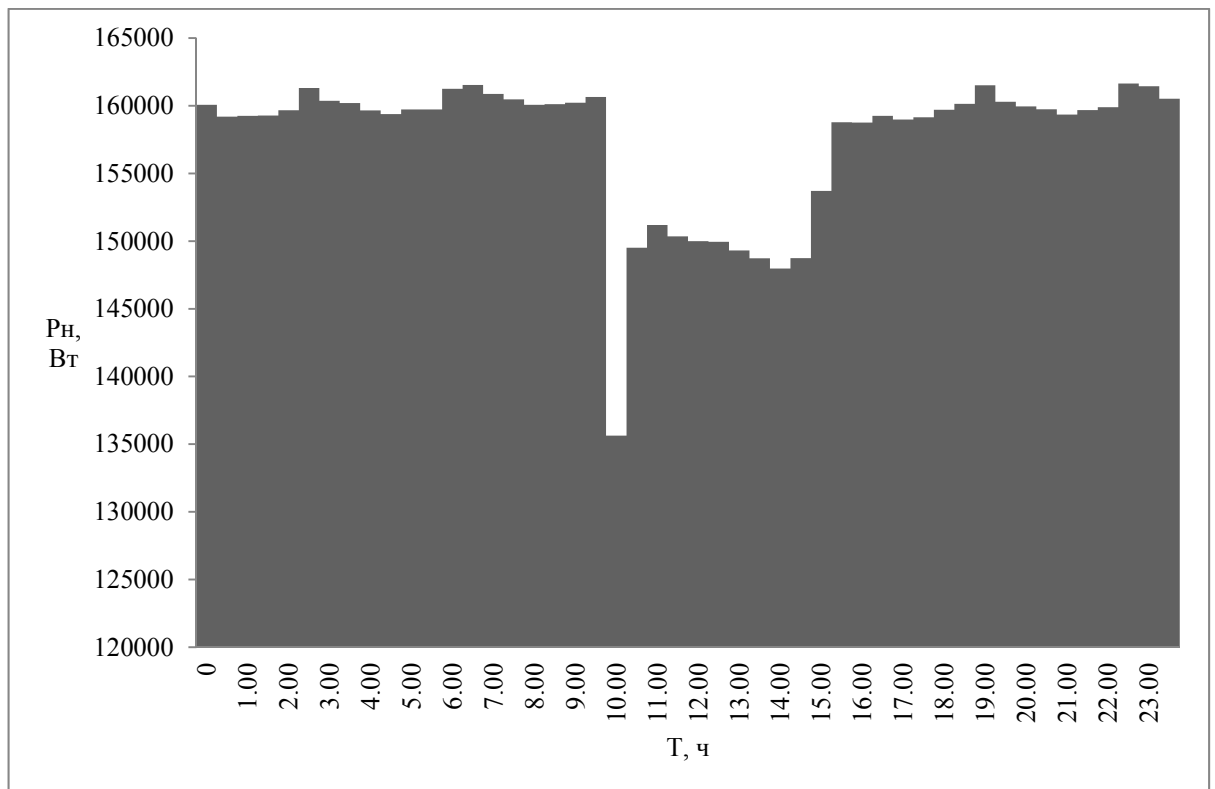


Рисунок 2.3–Суточный график нагрузок за октябрь

Так как наиболее высокая нагрузка приходится на зимние месяцы, принимаем в качестве расчетной нагрузки нагрузку за январь.



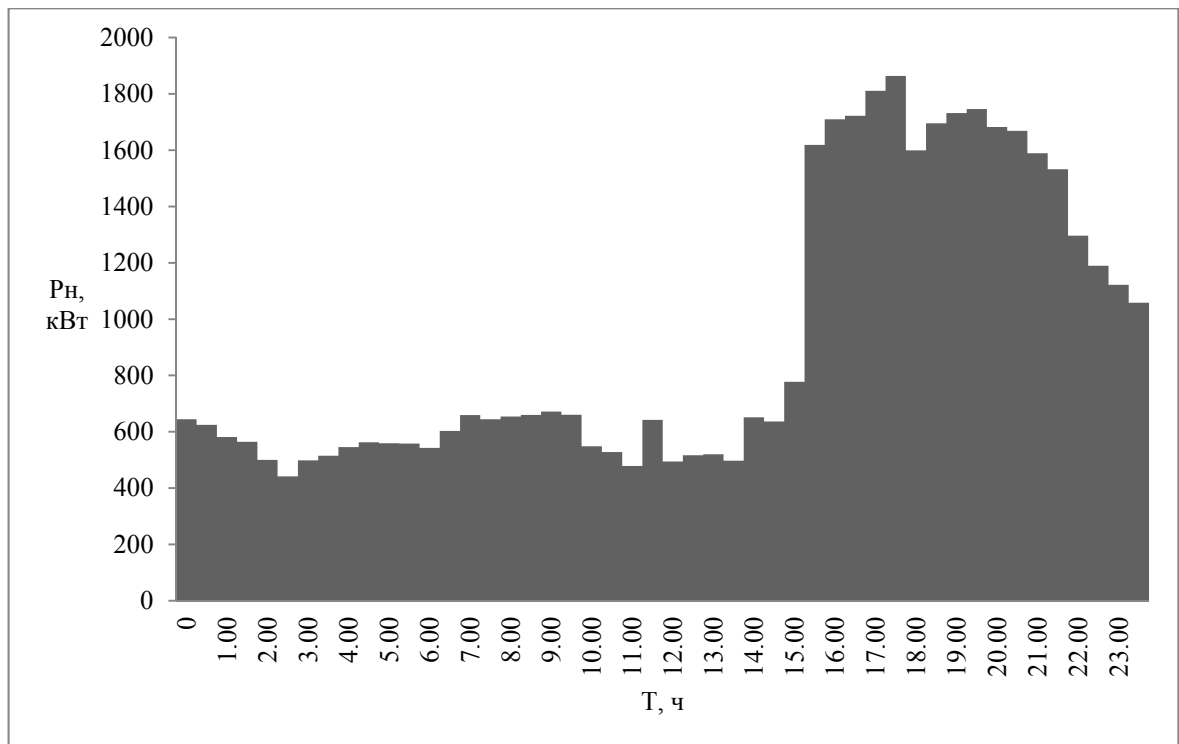


Рисунок 2.4–Расчетный суточный график нагрузки

Выбор числа и мощности электроагрегатов ДЭС будем проводить с учетом следующих положений:

1. Суммарная мощность агрегатов должна быть на 25 % больше суточного максимума нагрузки:

$$P_{\text{сумм}} \geq 1,25 \cdot P_{\text{макс}} \quad (4)$$

Выполнение этого условия обеспечит загрузку дизелей в режиме максимальных нагрузок не более чем на 80 %.

2. Для удобства сервисного обслуживания все дизель–генераторы должны быть одного типоразмера.

3. Максимальное количество агрегатов ДЭС не должно быть больше восьми.

### 2.3 Выбор количества и мощности дизельных генераторов

Максимальная активная мощность по графику: 1863,68 кВт.

Максимальная полная мощность: 1996,96 кВ·А.

$$P_{\text{сумм}} = 1,25 * P_{\text{мах}} = 1,25 * 1863,6826 = 2329,6 \text{ кВт.}$$

Для приведенного на рисунке 2.4 суточного графика нагрузки возможны следующие варианты конструктивного исполнения ДЭС:

$$4 \text{ агрегата } P_{\text{ном}} = 700 \text{ кВт;}$$

$$5 \text{ агрегатов } P_{\text{ном}} = 500 \text{ кВт;}$$

$$8 \text{ агрегатов } P_{\text{ном}} = 315 \text{ кВт;}$$

Для оценки уровня надежности генерирующих агрегатов системы электроснабжения в электроэнергетике обычно используют биномиальный закон распределения вероятностей, согласно которому коэффициент готовности (одновременного рабочего состояния)  $m$  элементов из  $n$ :

$$K_{Г(m)} = C_n^m \cdot K_{\text{ти}}^m \cdot K_{\text{в}}^{(n-m)} \quad (5)$$

где

$$C_n^m = \frac{n!}{m! \cdot (n-m)!}; \quad C_n^0 = 1; \quad C_n^n = 1 \quad (6)$$

По выбранной мощности дизель-генераторов по [6] можно определить коэффициент технического использования  $K_{\text{ти}}$ , из выражения (3) найти коэффициент вынужденного простоя  $K_{\text{в}}$  и по выражениям (5), (6) рассчитать ряд распределения коэффициентов мощностей электроагрегатов, находящихся в рабочем состоянии  $K_{Г}^{P_{\text{г}i}}$ , где индекс  $P_{\text{г}i}$  соответствует мощности ДЭС при  $i$  работающих агрегатах.

Нагрузку станции также можно представить в виде ряда коэффициентов  $K_{\text{н}}^{P_{\text{н}j}}$ , характеризующих относительную длительность потребляемой мощности  $P_{\text{н}j}$  и вычисляемых по формуле:

$$K_{\text{н}}^{P_{\text{н}j}} = \frac{t(P_{\text{н}j})}{24} \quad (7)$$

где  $t(P_{\text{н}j})$  – длительность потребления мощности  $P_{\text{н}j}$  по заданному суточному графику, ч;

$j$  – количество ступеней суточного графика нагрузки.

При мощности нагрузки, большей суммарной мощности работающих генераторов ДЭС ( $P_{\text{н}j} > P_{\text{г}i}$ ), в системе будет иметь место дефицит мощности

$$P_{dk} = P_{nj} - P_{gi}. \quad (8)$$

Тогда вероятность дефицита мощности:

$$K_D^{P_{dk}} = K_G^{P_{gi}} \cdot K_H^{P_{nj}} \quad (9)$$

где  $k$  – число вариантов, когда  $P_{nj} > P_{gi}$ .

### 2.3.1 Расчет математического ожидания недоотпуска электроэнергии

Математическое ожидание недоотпуска электроэнергии за год вследствие дефицита мощности составит:

$$\Delta \mathcal{E} = 365 \sum_k P_{dk} \cdot K_D^{P_{dk}} \quad (10)$$

где  $\Delta \mathcal{E}$  – математическое ожидание недоотпуска энергии за год, кВт·ч;

Математическое ожидание ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям составит:

$$Y = \Delta \mathcal{E} \cdot y_0, \text{ руб} \quad (11)$$

где  $y_0$  – удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии, руб/кВт·ч.

Проиллюстрируем последовательность выполнения вычислений по определению математического ожидания ущерба от недоотпуска электроэнергии на примере ДЭС, состоящей из четырех агрегатов с номинальной мощностью 700 кВт.

Для данных дизель-генераторов коэффициент технического использования  $K_{ти}$  равен 0,87.

Найдем значение коэффициента вынужденного простоя:

$$K_b = 1 - K_{ти} = 1 - 0,87 = 0,13$$

Результаты расчета коэффициента готовности представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1–Вероятность нахождения электроагрегатов ДЭС в рабочем состоянии

$i (m)$	0	1	2	3	4
$P_{гi}, \text{кВт}$	0	700	1400	2100	2800
$K_{Г}^{P_{гi}}$	0,1131	0,4524	0,6786	0,4524	0,1131

Общее количество возможных состояний системы равно пяти  $i = n + 1$ . Каждое состояние характеризуется определенной величиной располагаемой мощности  $P_{гi}$ .

Суточный график нагрузки, представленный на рисунке 2.4, имеет 48 ступеней, длительностью по 0,5 часа каждая ( $j = 48$ ). Вероятность работы ДЭС на каждую ступень графика определим по (7):

$$K_{Н}^{P_{Hj}} = \frac{t(P_{Hj})}{24} = \frac{0.5}{24} = 0.02083$$

Ряд мощностей нагрузки представлен в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Вероятность работы ДЭС на нагрузку, создаваемую потребителем

$j$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
$P_{Hj}, \text{МВт}$	0,64	0,62	0,58	0,56	0,49	0,44	0,49	0,51	0,54	0,56	0,56	0,55	0,54	0,6	0,66	0,64
$K_{Н}^{P_{Hj}}$	0,02083															

Продолжение таблицы 2.2

$j$	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
$P_{Hj}, \text{МВт}$	0,65	0,66	0,67	0,66	0,55	0,53	0,48	0,64	0,49	0,51	0,52	0,49	0,65	0,64	0,77	1,62
$K_{Н}^{P_{Hj}}$	0,02083															

Продолжение таблицы 2.2

j	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
$P_{nj}$ , МВт	1,71	1,72	1,81	1,86	1,6	1,7	1,73	1,74	1,68	1,66	1,58	1,53	1,3	1,19	1,12	1,06
$K_H^{P_{nj}}$	0,02083															

Для электроэнергетической системы с параметрами, представленными в табл. 2.2, всего возможно сорок шесть состояний, когда имеет место дефицит мощности ( $k = 46$ ).

Результаты расчета математического ожидания дефицита мощности в системе электроснабжения приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3– Результаты расчета математического ожидания дефицита мощности в системе электроснабжения

			Математическое ожидание дефицита мощности $K_D^{P_{Дк}} \cdot P_{Дк}$ , МВт															
$i$	$K_{Г}^{P_{Гi}}$	$P_{Гi}$ , МВт	1,86	1,81	1,74	1,73	1,72	1,71	1,69	1,68	1,67	1,62	1,6	1,59	1,53	1,3	1,19	1,12
0	0,11	0	0,0044	0,0043	0,0041	0,0041	0,004	0,004	0,004	0,0039	0,0039	0,0038	0,0038	0,0037	0,0036	0,003	0,0028	0,0026
1	0,45	0,7	0,01	0,01	0,0098	0,0097	0,0096	0,0095	0,0093	0,0092	0,0091	0,0086	0,0084	0,0083	0,0078	0,0056	0,0046	0,0039
2	0,68	1,4	0,0065	0,0058	0,0049	0,0047	0,0045	0,0044	0,0042	0,004	0,0038	0,003	0,0028	0,0027	0,0019	0	0	0
3	0,45	2,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0,11	2,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



Продолжение таблицы 2.3

			Математическое ожидание дефицита мощности $K_D^{P_{Гi}} \cdot P_{Дк}$ , МВт															
$i$	$K_D^{P_{Гi}}$	$P_{Гi}$ , МВт	1,06	0,77	0,67	0,66	0,66	0,66	0,65	0,65	0,64	0,64	0,64	0,64	0,62	0,6	0,58	0,56
0	0,11	0	0,0025	0,0018	0,0016	0,0015	0,0015	0,0015	0,0015	0,0015	0,0016	0,0015	0,0015	0,0015	0,0015	0,0014	0,0014	0,0013
1	0,45	0,7	0,0034	0,0007	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0,68	1,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0,45	2,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0,11	2,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Продолжение таблицы 2.3

			Математическое ожидание дефицита мощности $K_D^{P_{дк}} \cdot P_{дк}$ , МВт															
$i$	$K_{\Gamma}^{P_{\Gamma i}}$	$P_{\Gamma i}$ , МВт	0,56	0,56	0,55	0,55	0,54	0,54	0,53	0,52	0,52	0,51	0,5	0,5	0,5	0,5	0,47	0,44
0	0,11	0	0,0013	0,0013	0,0013	0,0013	0,0013	0,0013	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0011	0,001
1	0,45	0,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0,68	1,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0,45	2,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0,11	2,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Определив по выражению (9) математическое ожидание дефицита мощности в системе электроснабжения, из выражения (10) найдем математическое ожидание недоотпуска электроэнергии за год вследствие дефицита мощности:

$$\Delta \mathcal{E} = 365 \sum_K P_{\text{ДК}} \cdot K_{\text{Д}}^{\text{ДК}} = 108,801 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}$$

### 2.3.2 Определение годовых эксплуатационных затрат

Для определения годовых эксплуатационных затрат на обслуживание ДЭС удобнее всего воспользоваться типовой структурой затрат, индивидуальной для каждого предприятия. Существенную долю в структуре этих затрат составляют затраты на топливо:

$$И = И_{\text{Т}} + И_{\text{обсл}} \quad (12)$$

где  $И$  – годовые эксплуатационные затраты, руб;

$И_{\text{Т}}$  – годовые затраты на топливо (цена плюс доставка), руб;

$И_{\text{обсл}}$  – затраты на обслуживание (зарплата персоналу, расходные материалы и т.д.), руб.

Если известна доля затрат на топливо в общей структуре затрат, то по известным затратам на топливо можно определить годовые эксплуатационные издержки на обслуживание ДЭС:

$$D_{\text{Т}} = И_{\text{Т}} / И \quad (13)$$

где  $D_{\text{Т}}$  – доля затрат на топливо в общей структуре затрат на эксплуатацию и обслуживание ДЭС.

Расход топлива ДЭС зависит от типоразмера используемых дизель-генераторов, их загрузки и износа.

Для рационального расхода топлива в режиме малых нагрузок ненагруженные дизели должны выводиться из работы. При этом для максимального сохранения моторесурса агрегатов и необходимого запаса по

мощности их загрузка на каждой ступени суточного графика не должна превышать 80 % от номинальной. Соответственно, выбор числа работающих агрегатов  $m$  из  $n$  возможных для каждого типа ДЭС в расчетах производился из условия:

$$m = \min \left\{ 0,8 \cdot m \cdot P_{\text{ном}} \geq P_{\text{потр}} \right\} \quad (14)$$

Расход топлива дизель-генераторами определен согласно [7].

Согласно этой методике абсолютный расход топлива дизель-генератором на отпуск электроэнергии на каждой  $i$ -ой ступени суточного графика определяется по формуле:

$$G_{Ti} = g_{T(\text{ном})} \cdot K_{\text{изн}} \cdot K_{\text{реж}i} \cdot \Delta_{\text{выр}i} \cdot 10^{-3} \quad (15)$$

где  $G_{Ti}$  – абсолютный расход топлива, тонн;

$g_{T(\text{ном})}$  - удельный расход топлива дизелем при номинальной мощности (по паспортным данным), г/кВт·ч;

$K_{\text{изн}}$  - коэффициент износа. Для дизель-генераторов, прошедших капитальный ремонт или с истекшим сроком службы принимается равным 1,05;

$K_{\text{реж}i}$  – режимный коэффициент, учитывающий изменение удельного расхода топлива при работе дизель-генератора с нагрузкой, меньшей номинальной

$$K_{\text{реж}i} = \frac{g_{Ti}}{g_{T(\text{ном})}} \quad (16)$$

где  $g_{Ti}$  - удельный расход топлива на рассматриваемом долевом режиме, г/кВт·ч.

Определяется по нагрузочной характеристике дизеля, которая приводится в технической документации или принимается по справочным данным. При отсутствии расходной характеристики и при равномерной загрузке дизель-генераторов коэффициент  $K_{\text{реж}i}$  может быть рассчитан по эмпирической формуле:

$$K_{\text{реж}i} = 0,87 + 0,13 \frac{m \cdot P_{\text{ном}}}{P_{\text{потр}i}} \quad (17)$$

где  $P_{\text{ном}}$  – номинальная мощность дизель-генератора, кВт;

$m$  – количество работающих агрегатов на  $i$ -ой ступени суточного графика;

$P_{\text{потр}i}$  – потребляемая мощность на  $i$ -ой ступени суточного графика, кВт;

Вырабатываемая одним дизель-генератором электрическая энергия на  $i$ -ой ступени суточного графика при равномерной загрузке дизель-генераторов ДЭС равна:

$$\mathcal{E}_{\text{выр}i} = \frac{P_{\text{потр}i} \cdot t_i}{m} \quad (18)$$

где  $\mathcal{E}_{\text{выр}i}$  – вырабатываемая одним дизель-генератором электрическая энергия на  $i$ -ой ступени суточного графика, кВт·ч;

$t_i$  – продолжительность работы ДЭС на  $i$ -ой ступени суточного графика, ч.

Суточный расход топлива ДЭС определяется по формуле:

$$G_T = \sum_i m \cdot G_{Ti} \quad (19)$$

Выражения (13)-(18) позволяют рассчитать режимные показатели ДЭС с разным типоразмером силовых агрегатов на каждой ступени суточного графика нагрузки.

Результаты расчетов режимных показателей ДЭС приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4— Результаты расчета режимных показателей ДЭС

$m \times P_{\text{ном}}$ шт.х кВт	$P_{\text{потр}i}$ МВт																	
		0,64	0,62	0,58	0,56	0,5	0,44	0,5	0,51	0,54	0,56	0,56	0,55	0,54	0,6	0,66	0,64	
<b>8x315</b>	$m$	3	3	3	3	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
	$K_{\text{реж}i}$	1,06	1,06	1,08	1,08	1,03	1,05	1,03	1,1	1,1	1,08	1,08	1,09	1,09	1,07	1,05	1,06	
	$\mathcal{E}_{\text{выр}i}$ кВт·ч	107,42	104,07	96,87	94,1	125	110,4	124,62	85,81	90,9	93,76	93,2	92,98	90,47	100,51	109,9	107,4	
	$G_{\text{т}i}$ ТОНН	0,02	0,02	0,02	0,018	0,02	0,02	0,02	0,017	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,02	0,02	0,02
	$m \cdot G_{\text{т}i}$ ТОНН	0,06	0,06	0,058	0,05	0,047	0,043	0,047	0,052	0,055	0,056	0,056	0,056	0,056	0,055	0,06	0,064	0,06
<b>4 x 700</b>	$m$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	$K_{\text{реж}i}$	1,01	1,01	1,02	1,03	1,05	1,07	1,05	1,05	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1	1,01	
	$\mathcal{E}_{\text{выр}i}$ кВт·ч	322,26	312,21	290,63	282,31	250	220,78	249,25	257,45	272,68	281,3	279,57	279	271,43	301,53	329,75	322,21	
	$G_{\text{т}i}$ ТОНН	0,06	0,059	0,055	0,054	0,049	0,044	0,048	0,05	0,052	0,053	0,053	0,053	0,053	0,052	0,058	0,057	0,061
	$m \cdot G_{\text{т}i}$ ТОНН	0,06	0,059	0,055	0,054	0,049	0,044	0,048	0,05	0,052	0,053	0,053	0,053	0,053	0,052	0,058	0,057	0,061
<b>5 x 500</b>	$m$	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
	$K_{\text{реж}i}$	1,12	1,13	1,15	1,16	1,03	1,05	1,03	1,18	1,17	1,16	1,16	1,16	1,17	1,14	1,12	1,12	
	$\mathcal{E}_{\text{выр}i}$ кВт·ч	161,13	156,108	145,31	141,16	250	220,78	249,2	128,7	136,34	140,65	139,79	139,47	135,7	150,7	164,87	161,1	
	$G_{\text{т}i}$ ТОНН	0,03	0,03	0,03	0,028	0,044	0,040	0,044	0,026	0,027	0,028	0,028	0,028	0,027	0,029	0,032	0,031	
	$m \cdot G_{\text{т}i}$ ТОНН	0,062	0,060	0,057	0,056	0,044	0,040	0,044	0,052	0,055	0,056	0,056	0,056	0,056	0,054	0,059	0,063	0,062



Продолжение таблицы 2.4.

$m \times P_{\text{ном}}$ , шт.х кВт	$P_{\text{потр}}$ , МВт																
		0,65	0,66	0,67	0,66	0,55	0,53	0,48	0,64	0,5	0,52	0,52	0,49	0,65	0,64	0,77	1,62
<b>8x315</b>	$m$	3	3	3	3	3	3	2	3	2	3	3	2	3	3	4	7
	$K_{\text{реж}}$	1,05	1,05	1,05	1,05	1,09	1,1	1,04	1,06	1,03	1,1	1,1	1,03	1,06	1,06	1,08	1,04
	$\mathcal{E}_{\text{выр}}$ , кВт·ч	109,07	110	111,92	110,05	91,36	88	119,67	107,03	123,57	86,13	86,64	124,35	108,56	106,11	97,17	115,62
	$G_{\text{тп}}$ , тонн	0,02	0,02	0,02	0,02	0,018	0,018	0,023	0,021	0,023	0,017	0,017	0,024	0,021	0,021	0,019	0,02
	$m \cdot G_{\text{тп}}$ , тонн	0,064	0,064	0,065	0,064	0,055	0,054	0,046	0,063	0,047	0,053	0,053	0,047	0,064	0,06	0,07	0,15
<b>4 x 700</b>	$m$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	3
	$K_{\text{реж}}$	1	1	1	1	1,04	1,04	1,06	1,01	1,05	1,04	1,04	1,05	1	1,01	1,1	1,04
	$\mathcal{E}_{\text{выр}}$ , кВт·ч	327,22	330	335,77	330,16	274,1	264	239,34	321,1	247,14	258,39	260	248,71	325,7	318,34	194,34	269,78
	$G_{\text{тп}}$ , тонн	0,061	0,061	0,062	0,062	0,052	0,051	0,047	0,06	0,048	0,05	0,05	0,048	0,06	0,06	0,04	0,05
	$m \cdot G_{\text{тп}}$ , тонн	0,061	0,061	0,062	0,062	0,052	0,051	0,047	0,06	0,048	0,05	0,05	0,048	0,06	0,06	0,08	0,15
<b>5 x 500</b>	$m$	2	2	2	2	2	2	1	2	1	2	2	1	2	2	2	4
	$K_{\text{реж}}$	1,12	1,12	1,11	1,12	1,17	1,18	1,04	1,12	1,03	1,18	1,18	1,03	1,12	1,13	1,08	1,07
	$\mathcal{E}_{\text{выр}}$ , кВт·ч	163,61	164,98	167,88	165,08	137,05	132	239,34	160,55	247,14	129,2	129,96	248,72	162,85	159,17	194,34	202,34
	$G_{\text{тп}}$ , тонн	0,03	0,03	0,03	0,03	0,027	0,027	0,043	0,031	0,044	0,026	0,026	0,044	0,031	0,031	0,036	0,037
	$m \cdot G_{\text{тп}}$ , тонн	0,063	0,063	0,064	0,063	0,055	0,053	0,043	0,062	0,044	0,052	0,053	0,044	0,062	0,061	0,072	0,15

Продолжение таблицы 2.4.

$m \times P_{\text{ном}}$ , шт.х кВт	$P_{\text{потр}}$ , МВт																	Расход топлива, тонн	
																		Сутки	Год
<b>8x315</b>	$m$	7	7	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	6	5	5	5	4.356	1589.9
	$K_{\text{реж}}$	1,037	1,036	1,05	1,04	1,05	1,04	1,035	1,03	1,04	1,042	1,05	1,057	1,06	1,04	1,05	1,06		
	$\mathcal{E}_{\text{выр}}$ , кВт·ч	122,13	123	113,19	116,48	114,26	121,1	123,7	124,7	120,16	119,21	113,53	109,46	108,02	118,94	112,18	105,85		
	$G_{\text{т}}$ , тонн	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,023	0,023	0,024	0,023	0,023	0,022	0,021	0,021	0,023	0,022	0,021		
	$m \cdot G_{\text{т}}$ , тонн	0,16	0,16	0,17	0,18	0,15	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,15	0,15	0,12	0,11	0,11	0,1		
<b>4 x 700</b>	$m$	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	4.256	1553.3
	$K_{\text{реж}}$	1,03	1,03	1,02	1,01	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,05	1,01	1,02	1,03	1,04		
	$\mathcal{E}_{\text{выр}}$ , кВт·ч	285	287	301,85	310,61	266,6	282,58	288,67	291	280,37	278,15	264,9	255,4	324,07	297,36	280,45	264,64		
	$G_{\text{т}}$ , тонн	0,054	0,054	0,057	0,058	0,05	0,054	0,054	0,054	0,054	0,054	0,05	0,05	0,06	0,055	0,05	0,05		
	$m \cdot G_{\text{т}}$ , тонн	0,16	0,16	0,17	0,17	0,15	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,15	0,15	0,12	0,11	0,1	0,1		
<b>5 x 500</b>	$m$	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	4.159	1518.15
	$K_{\text{реж}}$	1,06	1,06	1,05	1,046	1,075	1,063	1,059	1,058	1,065	1,066	1,076	1,084	1,060	1,077	1,09	1,1		
	$\mathcal{E}_{\text{выр}}$ , кВт·ч	213,74	215,26	226,38	232,96	199,96	211,93	216,5	218,25	210,28	208,61	198,68	191,55	216,046	198,24	186,96	176,43		
	$G_{\text{т}}$ , тонн	0,039	0,039	0,041	0,042	0,037	0,039	0,039	0,039	0,038	0,038	0,037	0,035	0,039	0,036	0,035	0,033		
	$m \cdot G_{\text{т}}$ , тонн	0,15	0,15	0,16	0,16	0,14	0,15	0,15	0,16	0,15	0,15	0,14	0,14	0,12	0,11	0,1	0,1		

### 2.3.3 Технико-экономическое сравнение вариантов

Результаты технико-экономического расчета представлены на рисунке 2.5.

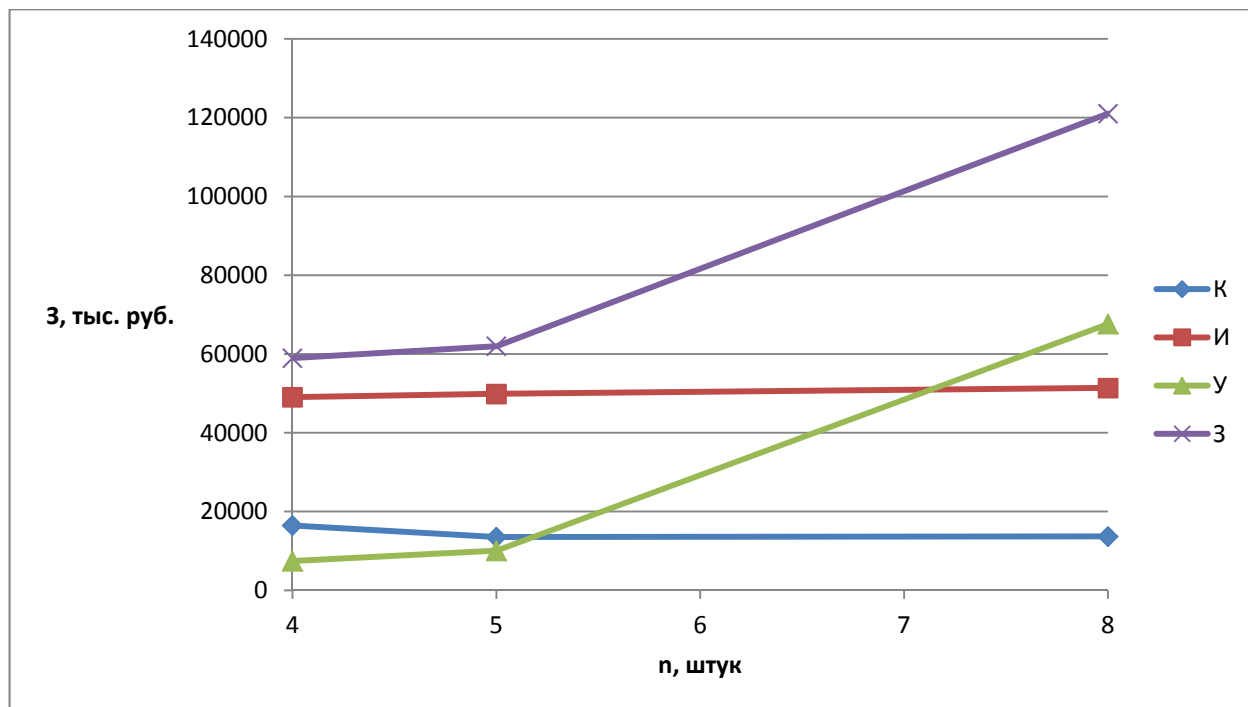


Рисунок 2.5–Составляющие приведенных годовых затрат

$K$  – капиталовложения;  $I$  – годовые издержки эксплуатации;  $U$  – материальный ущерб от недоотпуска электроэнергии;  $Z$  – приведенные годовые затраты

Анализируя кривые на рисунке 2.5, можно сделать вывод о том, что минимум приведенных затрат рассматриваемой дизельной электростанции соответствует ее составу из четырех дизель-генераторов мощностью по 700 кВт каждый. Более подробно технико-экономический расчет представлен в разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

Предлагаемая в настоящей работе методика достаточно универсальна и может быть рекомендована для оптимизации состава автономных дизельных электростанций, работающих в конкретных условиях эксплуатации.

### 2.4 Основные решения по проектированию

Проектируемая ДЭС является автономным источником электроснабжения потребителей 2–ой категории и относится к обеспечивающей системе энергобезопасности.

Структурная схема энергокомплекса ДЭС «Южно-Курильская» с учетом включения в его структуру проектируемой ДЭС представлена на рисунке 2.6.

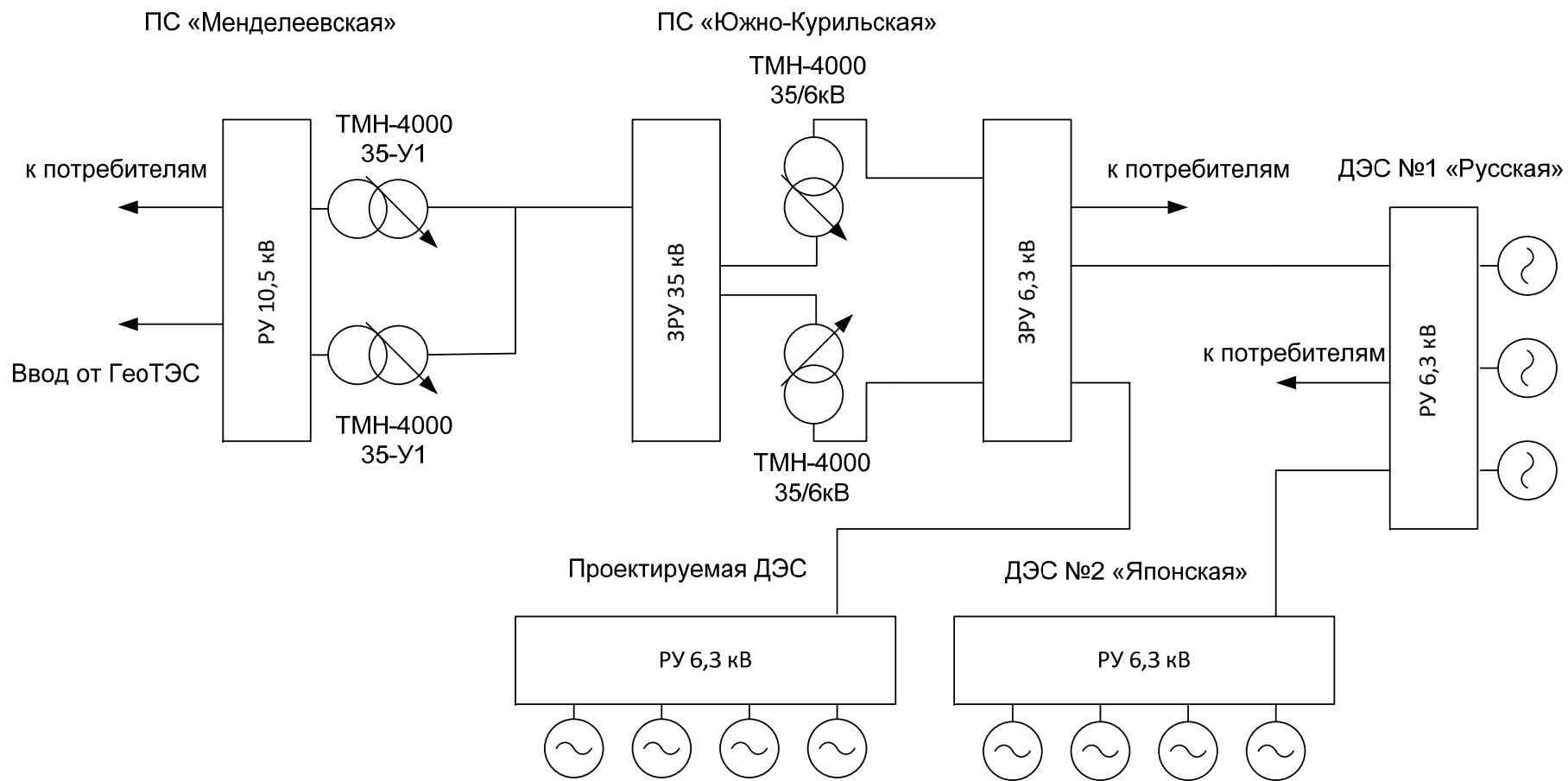


Рисунок 2.6–Структурная схема ДЭС «Южно-Курильская» с проектируемой ДЭС

Предполагается работа проектируемой электростанции в параллельном режиме с существующей энергосистемой посредством технических решений, обеспечивающих работу ее дизель-генераторных установок в режиме деления мощности с дизель-генераторными установками существующей ДЭС №2 «Японская». Этим обстоятельством обусловлены выбор площадки и характер размещения на ней оборудования проектируемой станции модульного типа на территории, непосредственно прилегающей к зданию существующей ДЭС №2.

Требуемая мощность станции для распределительной сети системы напряжением 6 кВ обеспечивается четырьмя модулями дизельных генераторных установок (ДГУ) единичной мощностью 700 кВт. Суммирование мощностью ДГУ осуществляется на сборных шинах проектируемого модуля КРУ–6,3 кВ. Подключение генераторных установок к шинам обеспечивается посредством вакуумных выключателей ячеек ввода генераторного напряжения распределительного устройства.

С целью сохранения существующих силовых соединений энергокомплекса и во избежание перегрузки отходящих линий ДЭС №2 "Японская" подключение проектируемой ДЭС к системе выполнено прокладкой двух силовых линий от проектируемого КРУ–6,3 кВ ДЭС к ЗРУ 6,3 кВ подстанции «Южно-Курильская».

Принятые решения обеспечивают:

- возможность выдачи в распределительную сеть системы суммарной мощности проектируемой ДЭС и ДЭС №2 "Японская";
- возможность выдачи в распределительную сеть системы мощности любой из двух станций при выключенной второй;
- возможность вывода из сети любого из двух полуккомплектов проектируемой ДЭС с сохранением возможности выдачи в сеть 50% номинальной мощности электростанции. Такое решение позволяет обеспечить планомерность проведения технических мероприятий по обслуживанию оборудования станции и, как следствие, улучшить качество технического обслуживания.

### 3 Определение расчетных условий для выбора аппаратуры и токоведущих частей ДЭС

#### 3.1 Определение расчетных условий по продолжительным режимам

Продолжительный режим работы электротехнического устройства—это режим, продолжающийся не менее, чем необходимо для достижения установившейся температуры его частей при неизменной температуре охлаждающей среды.

Продолжительный режим работы электротехнического устройства имеет место, когда энергосистема или установка находится в одном из следующих режимов: нормальном, ремонтном, послеаварийном [8].

Цепь генератора. Наибольший ток нормального режима принимается при загрузке генератора до номинальной мощности  $P_{\text{ном}}$ , при номинальном напряжении и  $\cos\varphi_{\text{ном}}$ :

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{номг}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}} \cos\varphi_{\text{ном}}} \quad (20)$$

Наибольший ток послеаварийного или ремонтного режима определяется при условии работы генератора при снижении напряжения на 5%:

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{номг}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}} \cdot 0,95 \cos\varphi_{\text{ном}}} \quad (21)$$

Цепь сборных шин. Ток нормального режима определяется с учетом токораспределения по шинам при наиболее неблагоприятном эксплуатационном режиме. Такими режимами являются: отключение части генераторов, перевод отходящих линий на одну систему шин, а источников питания—на другую. На практике принято принимать за расчетный ток максимальный ток присоединения.

Таблица 3.1 Расчетные условия для присоединений и сборных шин

Присоединение, сборные шины	I норм, А	I макс, А
Генератор	$I_{НОМ} = \frac{P_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \cos \varphi_{НОМ}}$	$I_{МАХ} = \frac{I_{НОМ}}{0,95}$
Сборные шины	$I_{НОМ} = I_{ГНОМ}$	$I_{НОМ} = I_{ГМАХ}$

Продолжение таблицы 3.1.

Присоединение, сборные шины	Нормальный режим		Утяжеленный режим	
	Развернутая формула	I норм, А	Развернутая формула	I макс, А
Генератор	$\frac{700}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,8}$	80,2	$\frac{700}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,8 \cdot 0,95}$	84,4
Сборные шины	$\frac{700}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,8}$	80,2	$\frac{700}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,8 \cdot 0,95}$	84,4

### 3.2 Определение расчетных условий по режимам трехфазных коротких замыканий

Расчетные условия (ток КЗ, длительность его протекания) должны быть определены с достаточной точностью и с учетом реальных условий, в которых работает данная цепь.

Для выбора выключателей рассмотрим присоединение генератора. При КЗ на выводах генератора (рисунок 3.1) по его цепи протекает ток от всех источников энергосистемы  $I_{к\Sigma}$ , за вычетом собственного тока генератора  $I_{кГ}$ . При КЗ на сборных шинах по цепи потечет только ток генератора  $I_{кГ}$  [8].



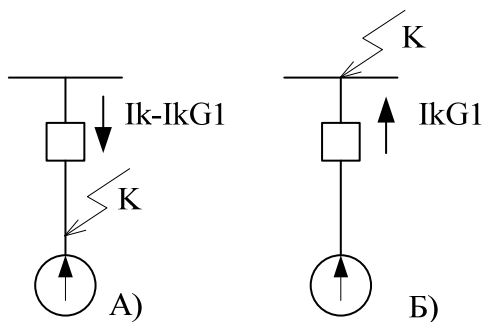


Рисунок 3.1–Короткие замыкания на присоединении генератора

Рассмотрим 1 случай: КЗ на выводах генератора

Пусть трехфазное КЗ произошло на шинах одного из четырех генераторов проектируемой ДЭС.

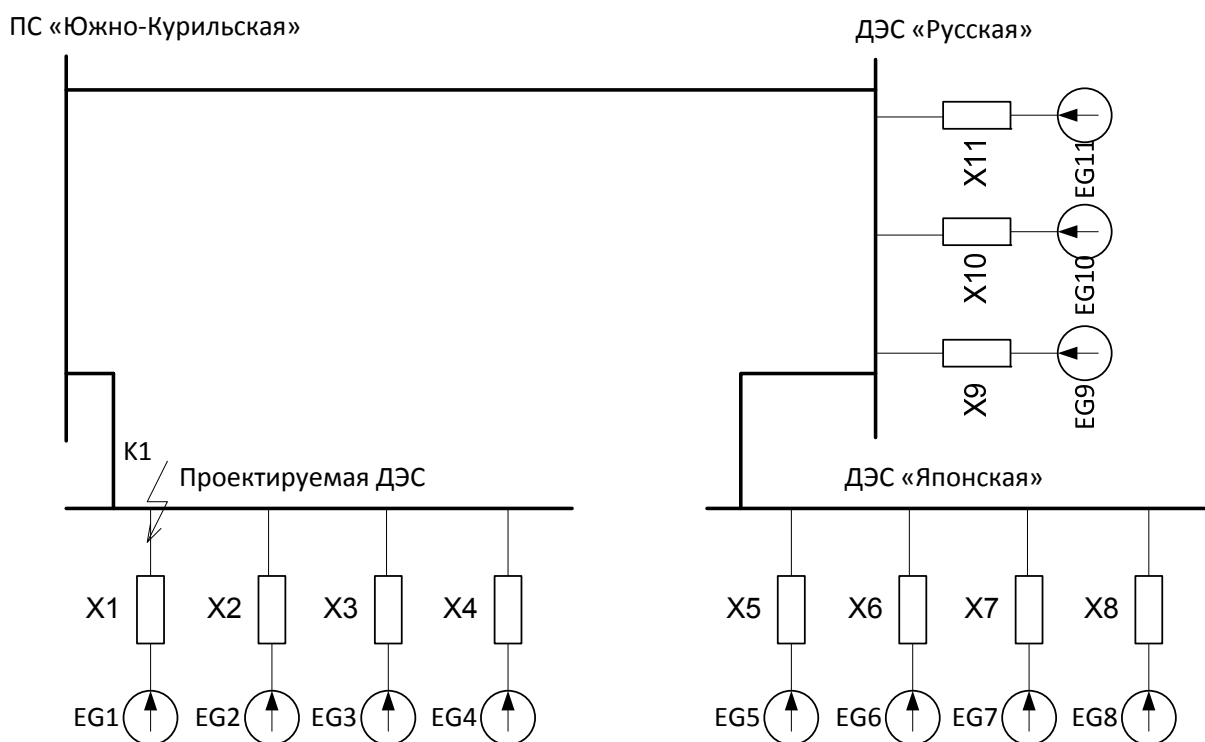


Рисунок 3.2–Схема замещения для расчета токов трехфазного короткого замыкания

Расчет параметров схемы замещения.

-параметры дизель-генераторов

ДЭС «Японская», ДЭС «Русская»

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\cos \varphi} = \frac{800}{0,8} = 1000 \text{кВ} \cdot \text{А}$$

$$X_{\Gamma}'' = X_{\text{д}}'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,19 \cdot \frac{6,3^2}{1000} = 7,541 \cdot 10^{-3} \text{кОм}$$

$$E_{\Gamma} = \sqrt{(U_{\Gamma} \cdot \cos \varphi)^2 + (U_{\Gamma} \cdot \sin \varphi + I_{\text{НОМ}} \cdot X_{\Gamma}'')^2} = \\ = \sqrt{(6,3 \cdot 0,8)^2 + (6,3 \cdot 0,6 + 91,64 \cdot 7,541 \cdot 10^{-3})^2} = 6,737 \text{кВ}$$

Проектируемая ДЭС

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\cos \varphi} = \frac{700}{0,8} = 875 \text{кВ} \cdot \text{А}$$

$$X_{\Gamma}'' = X_{\text{д}}'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,18 \cdot \frac{6,3^2}{875} = 8,165 \cdot 10^{-3} \text{кОм}$$

$$E_{\Gamma} = \sqrt{(U_{\Gamma} \cdot \cos \varphi)^2 + (U_{\Gamma} \cdot \sin \varphi + I_{\text{НОМ}} \cdot X_{\Gamma}'')^2} = \\ = \sqrt{(6,3 \cdot 0,8)^2 + (6,3 \cdot 0,6 + 80,2 \cdot 8,165 \cdot 10^{-3})^2} = 6,713 \text{кВ}$$

Заменяем генераторы всех ДЭС одним эквивалентным:

ДЭС «Русская»

$$X_{\text{ЭКВ1}}'' = X_{\Gamma}'' / 3 = 2,722 \cdot 10^{-3} \text{кОм}$$

$$E_{\text{ЭКВ1}} = 6,713 \text{кВ}$$

ДЭС «Японская»

$$X_{\text{ЭКВ2}}'' = X_{\Gamma}'' / 4 = 2,04 \cdot 10^{-3} \text{кОм}$$

$$E_{\text{ЭКВ2}} = 6,713 \text{кВ}$$

3 оставшихся генератора проектируемой ДЭС

$$X_{\text{ЭКВ3}}'' = X_{\Gamma}'' / 3 = 2,722 \cdot 10^{-3} \text{кОм}$$

$$E_{\text{ЭКВ3}} = 6,713 \text{кВ}$$

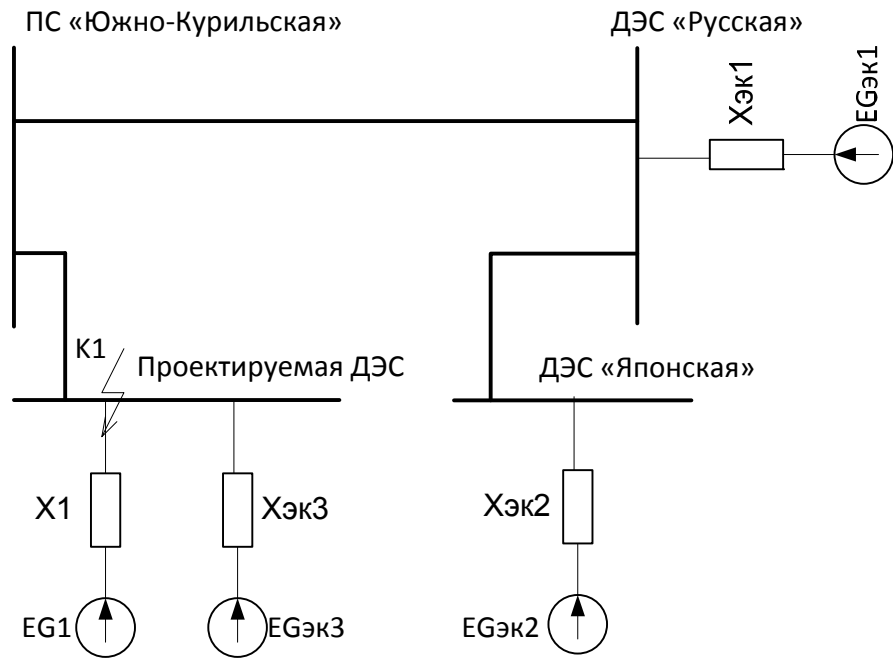


Рисунок 3.3–Схема замещения после преобразований

Объединим параллельные ветви ДЭС «Японская» и ДЭС «Русская»

$$X_{12}'' = \frac{X_{\text{ЭкВ1}}'' \cdot X_{\text{ЭкВ2}}''}{X_{\text{ЭкВ1}}'' + X_{\text{ЭкВ2}}''} = \frac{2,513 \cdot 1,885}{2,513 + 1,885} = 1,077 \cdot 10^{-3} \text{ кОм}$$

$$E_{12} = \frac{E_{\text{ЭкВ1}} \cdot X_{\text{ЭкВ2}}'' + E_{\text{ЭкВ2}} \cdot X_{\text{ЭкВ1}}''}{X_{\text{ЭкВ1}}'' + X_{\text{ЭкВ2}}''} = 6,737 \text{ кВ}$$

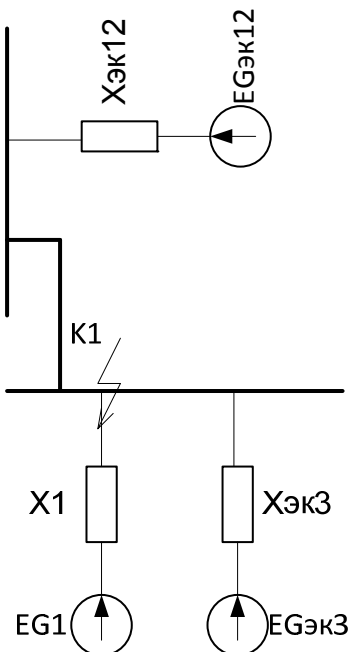


Рисунок 3.4–Схема замещения после преобразований

Объединим параллельные ветви эквивалентной ДЭС и 3 генераторов проектируемой ДЭС

$$X_{13}'' = \frac{X_{\text{ЭКВ3}}'' \cdot X_{12}''}{X_{\text{ЭКВ3}}'' + X_{12}''} = \frac{2,721 \cdot 1,077}{2,721 + 1,077} = 0,772 \cdot 10^{-3} \text{ кОм}$$

$$E_{13} = \frac{E_{\text{ЭКВ3}} \cdot X_{12}'' + E_{12} X_{\text{ЭКВ3}}''}{X_{\text{ЭКВ3}}'' + X_{12}''} = 6,73 \text{ кВ}$$

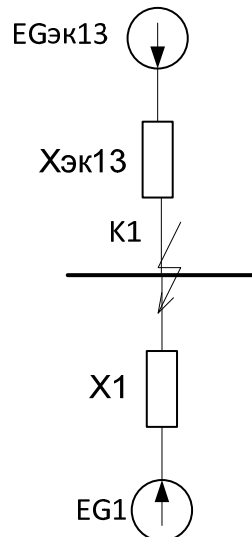


Рисунок 3.5–Схема замещения после преобразований

Значения токов по ветвям:

-со стороны генератора, на выводах которого произошло КЗ

$$I_{\text{ПО}(G1)} = \frac{E_{G1}}{\sqrt{3} \cdot X_{G1}} = \frac{6,713}{\sqrt{3} \cdot 8,165} = 0,475 \text{ кА}$$

-со стороны других генераторов системы

$$I_{\text{ПО}(G)} = \frac{E_G}{\sqrt{3} \cdot X_G} = \frac{6,73}{\sqrt{3} \cdot 0,772} = 5,033 \text{ кА}$$

Определение ударного тока КЗ

Максимальное значение полного тока–ударный ток имеет место обычно через 0,01 с после начала процесса. При определении ударного тока условно считают, что к этому времени периодическая составляющая тока не претерпевает существенных изменений и равна, как и в начальный момент  $I_{\text{П.М.}}$ . Учитывается лишь затухание аperiodической составляющей, максимальное

значение которой принимается также  $I_{П,М}$  [8]. На основании принятых допущений ударный ток определится как

$$i_y = I_{П,М} + I_{П,М} \cdot e^{-\frac{0,01}{T_a}} = I_{П,М}(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}) = \sqrt{2}I_{П,0} \cdot k_y \quad (22)$$

Для маломощных генераторов значение ударного коэффициента принимается таким же, как и для двигателей эквивалентной мощности. Принимаем  $k_y=1,5$  [9].

Значение ударных токов по ветвям:

-со стороны генератора, на выводах которого произошло КЗ

$$i_{y(G1)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{П0(G1)} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 0,475 = 1,007 \text{ кА}$$

-со стороны других генераторов системы

$$i_{y(G)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{П0(G)} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 5,033 = 10,667 \text{ кА}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 3.2:

Таблица 3.2–Результаты расчета токов КЗ

Обозначение точки КЗ, описание места повреждения	Расчетный режим КЗ	$I_{П0}$ , кА	$I_{уд}$ , кА
К1, КЗ на выводах генератора	$t_{откл}=0,16-0,2$ сек	Со стороны генератора–0,475 Со стороны других генераторов системы–5,033	Со стороны генератора – 1,007 Со стороны других генераторов системы–10,667

## 4 Выбор схемы электрических соединений распределительных устройств

### 4.1 Выбор вида схемы

Опишем возможные схемы электрических соединений. Результаты сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1–Возможные схемы электрических соединений

Напряжение, кВ	Полное название схемы	Требования по числу присоединений
6–10 кВ	Схема с одной системой сборных шин	–
	Схема с одной системой сборных шин секционированной выключателем	–
	Схема с двумя системами сборных шин	–

Выбираем схему с одной секционированной системой шин. Данная схема представлена на рисунке 4.1.

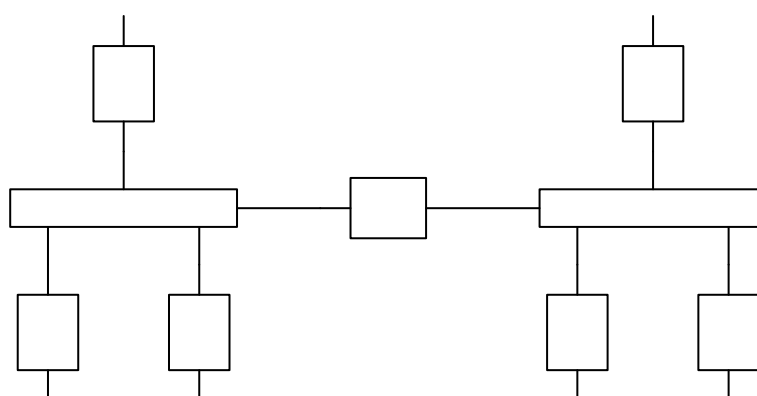


Рисунок 4.1–Схема с одной секционированной системой шин

Наиболее простой и надежной схемой электроустановок на стороне 6–10 кВ является схема с одной секционированной системой сборных шин. Схема сохраняет все достоинства схем с одиночной системой шин, кроме того,

авария на сборных шинах приводит к отключению половины потребителей, вторая секция и все присоединения остаются в работе. Достоинствами схемы являются простота, наглядность, экономичность, достаточно высокая надежность. Однако схема обладает и рядом недостатков. При повреждении и последующем ремонте одной секции ответственные потребители, питающиеся с обеих секций, остаются без резерва, а потребители, нерезервированные от сети, отключаются на время ремонта.

При необходимости отключения линии достаточно отключить выключатель. Если выключатель выводится в ремонт, то после его отключения отключают разъединители: сначала линейный, а затем шинный.

Схема с одной системой шин позволяет использовать комплектные распределительные устройства (КРУ), что снижает стоимость монтажа, позволяет широко применять механизацию и уменьшить время сооружения электроустановки [8].

#### **4.2 Выбор исполнения распределительного устройства**

В настоящее время распределительные устройства напряжением 6÷10 кВ выпускаются комплектными. КРУ получили широкое распространение и развитие в связи с их преимуществами в монтаже и обслуживании.

КРУ предназначены для работы в распределительных устройствах сетей трехфазного переменного тока с изолированной или заземленной через дугогасительный реактор нейтралью. КРУ набираются из отдельных камер, в которые встроены электротехническое оборудование, устройства релейной защиты и автоматики, измерительные приборы и т. п. Камеры определенной серии независимо от схемы электрических соединений главной цепи имеют аналогичную конструкцию основных узлов и, как правило, одинаковые габаритные размеры. В зависимости от конструктивного исполнения все КРУ можно разбить на следующие группы:

- стационарного исполнения;
- выкатного исполнения;
- моноблоки, заполненные элегазом.

В КРУ стационарного исполнения коммутационные аппараты, трансформаторы напряжения, трансформаторы собственных нужд небольшой мощности устанавливаются в камерах неподвижно.

В КРУ выкатного исполнения вышеперечисленное оборудование устанавливается на выкатных тележках.

Моноблок представляет собой компактное распределительное устройство на три—пять присоединений, заполненное элегазом (выпускаются моноблоки с возможностью расширения), предназначенное для небольших распределительных пунктов и РУВН трансформаторных подстанций 6—20 кВ. Моноблоки имеют принципиально новую конструкцию, использующую современные технологии и аппараты. В России первый элегазовый моноблок «Ладога» выпускается с 2004 г. предприятием ПО «Элтехника».

Комплектные распределительные устройства выпускаются для внутренней (внутри здания, в том числе модульного) и наружной установки.

Предприятия электротехнической промышленности выпускают различные серии комплектных распределительных устройств, в том числе КРУ целевого назначения, с различными техническими характеристиками, габаритными размерами, параметрами оборудования, схемами первичных соединений.

Для каждой серии комплектных распределительных устройств заводом-изготовителем предлагается сетка схем первичных соединений камер (схемы электрических соединений главах цепей). Для комплектных распределительных устройств принципиально новой модульной конструкции серии КРУ/TEL схемы первичных соединений приводятся не для камеры, а для модуля, а предприятие-изготовитель предлагает варианты схем типовых камер, составленных из отдельных модулей.



Схемы первичных соединений камер подразделяются на следующие виды: с высоковольтным выключателем (вводы, отходящие линии, секционирование); с выключателем нагрузки или с выключателем нагрузки и предохранителем (вводы, отходящие линии, секционирование); с разъединителями (секционирование); с измерительным трансформатором напряжения и др.

На схеме первичных соединений камер показываются все основные элементы установленного электротехнического оборудования. В камерах, предназначенных для среднего расположения в РУ, т. е. такого, при котором с обеих сторон камеры установлены смежные камеры, сборные шины проходят в обе стороны, что и отображается в схеме. При крайнем положении камеры в распределительном устройстве у сборных шин ставится вертикальная линия, показывающая, что в этом месте сборные шины кончаются. В камерах выкатного исполнения отсек сборных шин в этом месте закрывается металлической заглушкой или перегородкой. Такая же линия ставится при наличии в схеме камер секционирования.

Камеры на напряжение 6 и 10 кВ комплектуются электрооборудованием на номинальное напряжение 10 кВ, трансформаторы напряжения, разрядники, силовые предохранители, трансформаторы собственных нужд устанавливаются на напряжение 6 и 10 кВ.

По новым правилам в КРУ должна предусматриваться защита от дуговых коротких замыканий. Существует два наиболее распространенных типа дуговой защиты, которыми оснащаются производимые в России КРУ: фототиристорная и клапанная. Принцип действия первой основан на контроле светового потока, появляющегося в момент возникновения дуги, с помощью фототиристоров. Фототиристорная дуговая защита обладает хорошей чувствительностью и быстродействием, позволяет локализовать повреждение в начальный момент возникновения дуги, но имеет существенный недостаток — низкую надежность фототиристоров. С развитием производства волоконной оптики стало возможным применение волоконно-оптических кабелей в

качестве датчиков обнаружения электрической дуги, что позволило повысить надежность дуговой защиты и улучшить ее характеристики. Современной оптоволоконной защитой оснащены камеры КСО «Аврора».

Клапанная защита реагирует на увеличение давления внутри объема ячейки, возникающего при горении дуги, что приводит к срабатыванию выхлопного клапана. Недостаток клапанной защиты — низкая чувствительность.

Камеры всех серий снабжены блокировками, исключающими ошибочные действия обслуживающего персонала с коммутационными аппаратами, что создает безопасные условия эксплуатации камер.

КРУ стационарного исполнения внутренней установки напряжением 10(6) кВ.

КРУ стационарного, исполнения применяются на подстанциях с простыми схемами первичных соединений при небольшом числе присоединений. Они отличаются простотой конструкции, имеют меньшую глубину шкафа, низкие стоимость и металлоемкость по сравнению с КРУ выкатного исполнения.

Вместе с тем имеется ряд технических недостатков:

- открытая незащищенная конструкция камер (сборные шины проложены открыто);
  - при выходе из строя коммутационного аппарата присоединение отключается на время, необходимое для его ремонта;
  - стационарно установленные выключатели неудобны в техническом обслуживании, существенно увеличивается время, необходимое на контроль и ремонт основного электрооборудования камер;
  - в камерах КСО используется одноступенчатая дуговая защита.
- Промышленностью выпускаются комплектные распределительные устройства стационарного исполнения внутренней установки:

- КСО серии 300 с выключателями нагрузки: КСО-366; КСО-366М; КСО-386; КСО-392; КСО-399, КСО-301; КСО-302; КСО-ЗСЭЩ и др.;
- КСО серии 200 с высоковольтными выключателями: КСО-285, КСО-292; КСО2-10, КСО-298, КСО-2000, КСО-2001, КСО-2СЭЩ, КСО-202, КСО-6(Ю)-Э1 «Аврора» и др.;
- серии КРУ/TEL.

КРУ выкатного исполнения внутренней установки напряжением 10(6) кВ.

КРУ выкатного исполнения предназначены для установки в распределительных пунктах 10(6) кВ, в распределительных устройствах 10(6) кВ трансформаторных подстанций, включая комплектные трансформаторные подстанции с первичным напряжением 35—110 кВ. Основным достоинством КРУ выкатного исполнения является быстрая взаимозаменяемость аппаратов, установленных на выкатной тележке, что особенно важно для крупных и ответственных электроустановок. Роль шинных и линейных разъединителей выполняют разъединяющие контакты первичных соединений втычного типа, неподвижная часть которых установлена в корпусе шкафа, а подвижная - на тележке. Отсутствие разъединителей и применение вместо них специальных скользящих контактов штепсельного типа позволяет повысить надежность камер и удобство их технического обслуживания. КРУ выкатного исполнения выпускаются для токов до 3150 А различных серий: К-59, К-63, К-61, К-61М, К-66, К-104М, К-105, К-XXVI, К-XXVII, К-98, КРУ2-10, КМ1-КФ и т. д. Они имеют широкий диапазон схем первичных соединений и применяются на подстанциях со сложными схемами главных соединений, при большом числе присоединений и токах вводного выключателя более 1000 А.

Промышленностью выпускаются КРУ с односторонним и двухсторонним обслуживанием. Применение КРУ одностороннего обслуживания обеспечивает возможность их размещения в помещениях РУ, имеющих меньшую ширину.

Камеры КРУ всех серий имеют жесткую конструкцию, в которую встроены токоведущие части (сборные шины, ответвления), трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, ограничители перенапряжений и другое оборудование в соответствии со схемой камеры. Корпус камеры разделен на отсеки: отсек сборных шин, отсек выкатного элемента, линейный отсек, отсек (шкаф) релейной защиты и автоматики.

На выкатных тележках размещаются высоковольтные выключатели, трансформаторы напряжения, предохранители для подключения трансформаторов собственных нужд. В типовых схемах каждой серии предусматривается тележка с разъединителями, роль которых выполняют разъединяющие контакты. В верхней и нижней частях выкатного элемента расположены подвижные разъединяющие контакты, которые при вкатывании элемента в шкаф замыкаются с шинным (верхним) и линейным (нижним) неподвижными контактами. При выкатывании элемента с предварительно отключенным выключателем разъёмные контакты отключаются и выключатель при этом будет отключен от сборных шин и кабельных вводов.

Когда выкатной элемент находится вне корпуса шкафа, обеспечивается удобный доступ к выключателю и его приводу для ремонта, а при необходимости—быстрая замена выключателя другим аналогичным.

В камерах выкатного исполнения в качестве коммутационных аппаратов применяются вакуумные, элегазовые и маломасляные выключатели. Одним из преимуществ элегазовых выключателей является низкий уровень коммутационных перенапряжений, исключающих возможность повреждения изоляции, а также коммутационная способность до 50 кА и электродинамическая стойкость до 128 кА, что позволяет применять их в сетях с большими токами короткого замыкания.

Вся аппаратура РЗА; управления, измерения и сигнализации устанавливается в отдельном отсеке или в отдельном шкафу, которые размещаются, как правило, сверху корпуса камеры КРУ. Связь вторичных цепей релейного шкафа выполняется с помощью проводов и штепсельных разъемов. Для всех

выпускаемых в настоящее время серий камер предусматривается возможность применения микропроцессорных устройств РЗиА [10].

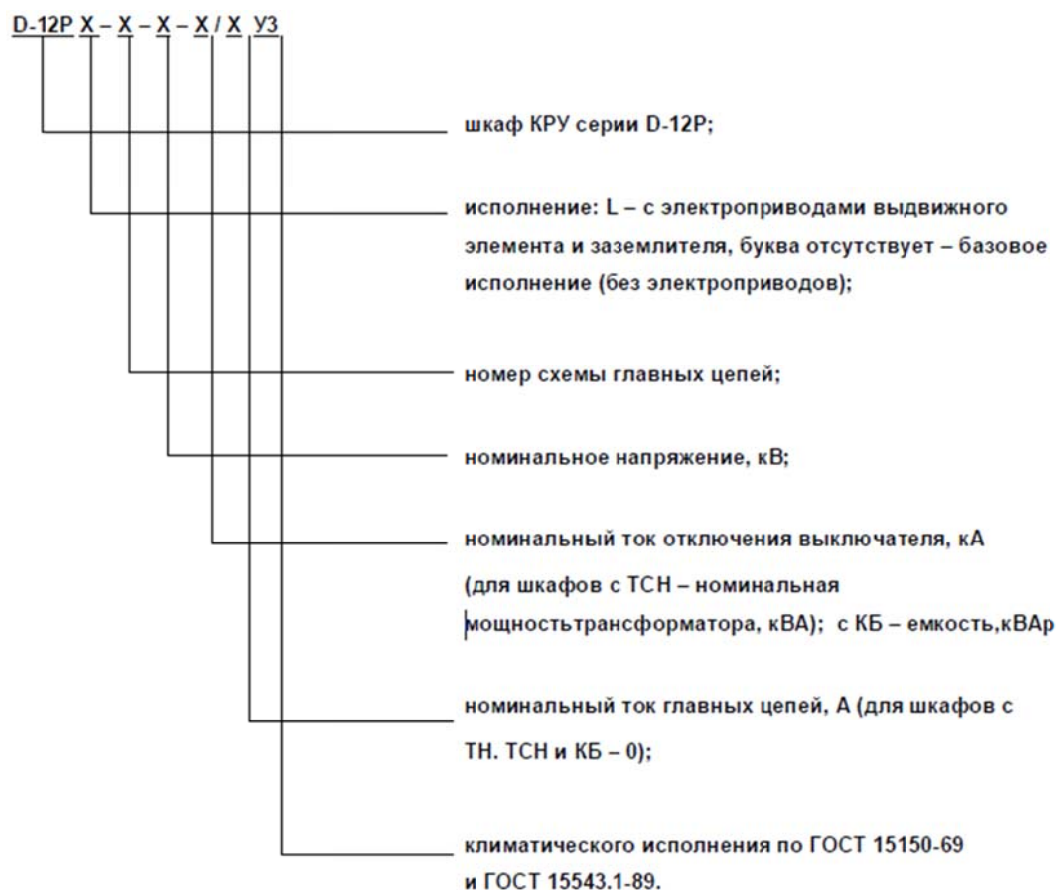
#### КРУ «Классика» серии D-12P

Совместное российско-польское предприятие «КРУЭЛТА» производит КРУ «Классика» серии D-12P с вакуумными выключателями ВВ/TEL. КРУ этой серии применяется в качестве РУ напряжением 10(6) кВ трансформаторных подстанций, в том числе комплектных и контейнерных напряжением 110/35/10(6) кВ, 110/10(6) кВ, 35/10(6) кВ и 10(6)/0,4 кВ, а также в качестве распределительных пунктов.

#### Преимущества КРУ «Классика» серии D-12P:

- Широкий диапазон рабочих параметров
- Низкие массогабаритные параметры
- Безопасное обслуживание
- Удобство монтажа и обслуживания
- Возможность изготовления шкафов одностороннего и двухстороннего обслуживания
- Широкий диапазон применяемого оборудования
- Минимальные затраты на обслуживание
- Возможность подключения к любому существующему РУ

#### Структура условного обозначения шкафов РУ



Шкафы КРУ предназначены для работы внутри помещений при следующих условиях:

- высота над уровнем моря до 1000 м;
- верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха не выше +40<sup>0</sup>С;
- нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха не ниже - 5<sup>0</sup>С;
- относительная влажность при +25<sup>0</sup>С – 95%
- атмосферное давление – от 86,6 до 106,7 кПа (от 650 до 800 мм рт. ст.)
- окружающая среда невзрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли, агрессивных паров и газов, разрушающих изоляцию и металлы
- тип атмосферы II по ГОСТ 15150-69.

При необходимости применения шкафов КРУ в помещениях с температурой окружающего воздуха ниже -5<sup>0</sup>С, в шкафах предусматривается установка автоматических антиконденсатных нагревательных элементов,

обеспечивающих нормальные температурные условия работы комплектующей аппаратуры.

Шкафы КРУ могут устанавливаться в контейнерах, оборудованных системой обогрева и/или кондиционирования.

Шкафы КРУ соответствуют требованиям ГОСТ 14693-90, ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.4-75, МЭК 298 и 694.

Основные параметры и характеристики шкафов КРУ приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2–Основные параметры шкафов КРУ D-12P

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7.2; 12
Номинальный ток сборных шин,	630; 1000; 1250; 1600; 2500; 3150; 4000*
Номинальный ток главных цепей, А	630; 1000; 1250; 1600; 2500; 3150; 4000*
Номинальный ток отключения выключателей, встроенных в шкаф КРУ, кА	12,5; 20; 25; 31,5; 40; 50
Ток электродинамической стойкости (амплитуда), кА	до 128
Ток термической стойкости, кА	20; 25; 31,5; 40; 50
Время протекания тока термической стойкости, с	1
Номинальное напряжение вспомогательных цепей,	до 220
Габаритные размеры шкафов, мм: ширина А глубина С высота В	600*, 750, 900**, 1000*** 1300, 1400*** 2150, 2220, 2320****
Масса, кг	от 540

\* По специальному заказу;

\*\* Шкафы на номинальный ток 2500, 3150 А;

\*\*\* Шкафы на номинальный ток 4000 А;

\*\*\*\* Любое стандартное напряжение постоянного, переменного или выпрямленного тока;

\*\*\*\*\* В зависимости от типа выключателя.

Классификация исполнения КРУ серии D-12P приведена в таблице 4.3

Таблица 4.3– Классификация исполнения КРУ серии D-12P

Наименование признака классификации	Исполнение
Вид шкафов в зависимости от встраиваемой аппаратуры	С вакуумными выключателями С контакторами С секционными разъединителями С трансформаторами напряжения С трансформаторами собственных нужд (до 40 кВА) С конденсаторными батареями
Уровень изоляции по ГОСТ 1516.1-76	Нормальная
Вид изоляции	Воздушная и комбинированная*
Изоляция ошиновки	С неизолированными шинами
Сборные шины	С одной системой сборных шин
Вид линейных высоковольтных присоединений	Воздушные и кабельные
Наличие выдвижных элементов в шкафах	С выдвижными элементами Без выдвижных элементов**
Условия обслуживания	Одностороннего обслуживания Двухстороннего обслуживания***
Вид оболочки	Сплошная металлическая
Наличие перегородок между отсеками	Со сплошными металлическими перегородками
Степень защиты оболочек по ГОСТ 14254-96	IP4X
Вид управления	Местное, дистанционное, телемеханическое

\* В шкафах шириной 600 мм.

\*\* Шкафы с ТСН и КБ.

\*\*\* Изготавливается по специальному заказу.

Типы оборудования, применяемого в КРУ серии D-12P, приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4– Типы оборудования КРУ серии D-12P

Наименование оборудования	Тип, марка	Предприятие-изготовитель
---------------------------	------------	--------------------------



Вакуумные выключатели	BB/TEL* VD4** HVX, ECA***	Таврида Электрик ABB ALSTOM
Контакты	V-7, V-12	ABB
Заземлители	UWEa, UMR	ELEKTROBUDOWA
Трансформаторы напряжения	Различные	ABB и Свердловский завод трансформаторов тока
Трансформаторы тока	Различные	ABB и Свердловский завод трансформаторов тока
Ограничители перенапряжений	ОПН/TEL	Таврида Электрик
Микропроцессорные устройства защиты и автоматики	Различные	Различные
Системы дуговой защиты	Клапанные, VAMP ОВОД	ELEKTROBUDOWA ПРОЭЛ

\* На номинальные токи 630 – 1600 А;

\*\* На номинальные токи 630 – 3150 А;

\*\*\* На номинальный ток 4000 А.

Выбору подлежат:

- номинальное напряжение камер
- номинальный ток сборных шин РУ
- место установки (внутри помещения, на открытом воздухе)
- исполнение и серия камер (выбираются в зависимости от значений номинального тока на шинах РП и присоединениях, от числа присоединений и сложности схемы первичных соединений камер, места установки);
- расположение камер (однорядное, двухрядное);
- условия технического обслуживания камер (одностороннее или двухстороннее);
- принципиальная схема, схема заполнения;
- план расположения камер с указанием основных размеров;

- типы и параметры основного оборудования камер.

В распределительном устройстве обязательно предусматриваются следующие присоединения:

- ввод;
- отходящие линии;
- секционирование в РУ с секционированной системой шин;
- трансформатор напряжения (не менее одного на секцию шин);
- заземляющий нож сборных шин (один на секцию шин).

При необходимости предусматриваются:

- трансформатор собственных нужд;
- разрядники или ограничители перенапряжений, конденсаторы для снижения перенапряжений;
- шинные мосты между двумя рядами шин (при двухрядном расположении камер);
- кабельные блоки для ввода силовых кабелей;
- кабельные лотки для подводки к ряду КРУ контрольных кабелей и т. д.

В некоторых сериях КРУ (D-12P, КСО «Аврора») предусматриваются камеры с конденсаторными батареями, предназначенными для компенсации реактивной мощности. Их установка обосновывается расчетами по компенсации реактивной мощности. Результаты выбора КРУ представлены в таблице 4.5 [11].

Таблица 4.5–Результаты выбора шкафов КРУ

Параметры	Каталожные данные
	КРУ D-12P
Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{НОМ}}=6,3$ кВ
Номинальный ток сборных шин РУ, А	$I_{\text{НОМ}}=630$ А
Место установки	Внутри помещения
Расположение камер	Однорядное
Условие технического обслуживания	Одностороннее

## 5 Выбор коммутационных аппаратов

Выбор высоковольтных выключателей. Выключатель выбирается по следующим важнейшим параметрам:

- по напряжению установки  $U_{\text{ут}} < U_{\text{ном}}$
- по длительному току  $I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}$ ;  $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
- по отключающей способности

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{\text{П},\tau} \leq I_{\text{откном}} \quad (23)$$

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ

$$i_{\text{а},\tau} \leq i_{\text{а,ном}} = \sqrt{2} \beta_{\text{н}} I_{\text{откном}} / 100 \quad (24)$$

где  $i_{\text{а,ном}}$ —номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ ;

$\beta_{\text{н}}$ —нормированное значение содержание апериодической составляющей в отключаемом токе, %;

$i_{\text{а},\tau}$ —апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов  $\tau$ ;

$\tau$ —наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{\text{з,мин}} + t_{\text{с,в}} \quad (25)$$

где  $t_{\text{з,мин}}=0,01$  с—минимальное время действия релейной защиты;

$t_{\text{с,в}}$ —собственное время отключение выключателя.

Если условие  $I_{\text{П},\tau} \leq I_{\text{откном}}$  не выполняется, а  $i_{\text{а},\tau} \leq i_{\text{а,ном}}$  то допускается проверку по отключающей способности производить по полному току КЗ:

$$(\sqrt{2}I_{П,\tau} + i_{a,\tau}) \leq \sqrt{2}I_{откном} (1 + \beta_n / 100) \quad (26)$$

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{П,0} \leq I_{дин}; i_y \leq i_{дин} \quad (27)$$

где  $i_{дин}$ —наибольший пик (по электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{дин}$ —действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ.

На термическую стойкость выключатель проверяется по интегралу Джоуля:

$$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер} \quad (28)$$

где  $B_k$ —интеграл Джоуля;

$$B_k = I_{П0}^2 \cdot (t + T_a); \quad (29)$$

$I_{тер}$ —среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) по каталогу;

$t_{тер}$ —длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с.

Предварительный выбор. В КРУ D-12P устанавливаются вакуумные выключатели ВВ/TEL. Предварительный выбор аппарата выполняется в продолжительных режимах и электродинамической стойкости в режимах КЗ. Предварительный выбор аппарата представлен в таблице 5.1.

Таблица 5.1—Предварительный выбор аппарата

Место установки	Тип аппарата	U, кВ	$I_{макс}$ , кА	$I_{П,0}$ ,кА	$I_{уд}$ , кА	
Вывод генератора	ВВ/TEL-10-12,5/630-У2	6,3	0,0844	5,033	10,667	расч.
		10	0,63	32	32	каталог.

Структура условного обозначения:

ВВ/TEL-10-12,5/630-У2

Выключатель вакуумный

Наименование серии

Номинальное напряжение, кВ

Номинальный ток отключения, кА

Номинальный ток, А

Климатическое исполнение и категория помещения

Дополнительные каталожные параметры аппарата. Дополнительные параметры требуются для проверки выключателя по условиям работы в режимах КЗ. Дополнительные параметры представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2–Дополнительные параметры для проверки выключателя

Место установки	Тип	$t_{0.в.}, с$	$t_{с.в.}, с$	$I_{откно}, кА$	$I_{т.ст.}, кА$	$t_{т.ст.}, с$	$V_{ном}, \%$	Тип привода	Количество ТТ
Вывод генератора	ВВ/TEL-10-12,5/630-У2	0,09	0,015	12,5	12,5	3	40	ВУ/TEL-220-12-03А	2 ТТ на 1 фазу

Проверка аппарата по отключающей способности и термической стойкости. Проверка приведена в таблице 5.3.

Таблица 5.3–Проверка аппарата по отключающей способности и термической стойкости

Место установки	Тип аппарата	Отключающая способность				Термическая стойкость		
		$I_{пт}, кА$	$i_{ат}, кА$	Полный ток КЗ, кА	$t_{откл}, с$	$I_{терм}^2 t_{терм}, кА^2 с$	$V_k, кА^2 с$	
Вывод генератора	ВВ/TEL-10-12,5/630-У2							
		0,4	0,04	-			7,954	расч.
		12,5	7,07	-	0,3	468,75		каталог.

Пример расчета:

$I_{ном}=0,0802$  кА,  $I_{max}=0,0844$  кА (см. таблицу 3.1)

$I_{п0}=5,033$  кА (см. таблицу 3.2)

$$I_{\Pi 0} / I_{\text{HOM}} = 5,033 / 0,0802 = 6$$

$$I_{\Pi \tau} / I_{\Pi 0} \approx 0,85$$

$$I_{\Pi \tau} = I_{\Pi 0} \cdot 0,7 = 5,033 \cdot 0,85 = 4,28 \text{ kA}$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} I_{\Pi 0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 5,033 \cdot e^{\frac{-0,04}{0,014}} = 0,41 \text{ kA}$$

$$T_a = 0,014$$

$$t = t_{\text{p3}} + t_{\text{cb}} = 0,3$$

$$i_{a\text{HOM}} = \sqrt{2} \cdot B_{\text{H}} \cdot I_{\text{OTKHOM}} / 100 = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 12,5 / 100 = 7,07 \text{ kA}$$

$$I_{\text{реpm}}^2 \cdot t_{\text{реpm}} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ kA}^2 \cdot \text{c}$$

$$B_k = I_{\text{но}}^2 \cdot (t + T_a) = 5,033^2 \cdot (0,3 + 0,014) = 7,954 \text{ kA}^2 \cdot \text{c}$$

## 6 Выбор токоведущих частей

Наружные силовые коммуникации ДЭС представлены сетями двух напряжений - 6 и 0,4 кВ.

Наружная сеть напряжением 6 кВ представлена кабельными силовыми линиями ( $W_{01}$ ,  $W_{02}$ ,  $W_{03}$ ,  $W_{04}$ ), прокладываемыми от генераторов дизель-генераторных установок модульного типа к ячейкам ввода генераторного напряжения распределительного устройства КРУ–6,3 кВ электростанции, и двумя отходящими линиями ( $W_1$ ,  $W_2$ ), прокладываемыми от ячеек модуля КРУ–6,3 кВ проектируемой ДЭС к подстанции существующего энергокомплекса.

Наружная сеть напряжением 0,4 кВ проектируемого объекта представлена кабельными линиями электропитания собственных нужд (с.н.) ДЭС:

- Ф1 и Ф2 - электропитание распределительного устройства 0,4 кВ камеры с.н. ДЭС (КРУ–6,3 кВ);

- Ф11, Ф12, Ф13, Ф14 - электропитание распределительных щитков с.н. модулей дизель-генераторных установок (ЩСН–1, ..., ЩСН–4).

Кабели широко применяются в электроустановках. Потребители 6–10 кВ, как правило, получают питание по кабельным линиям, которые сначала прокладываются в кабельных туннелях в распределительном устройстве, а затем в земле (в траншеях). Для присоединения потребителей собственных нужд электростанций к соответствующим шинам также используются кабели 6 и 0,4 кВ. Эти кабели прокладываются в кабельных полуэтажах, кабельных туннелях, на металлических лотках, укрепленных на стенах и конструкциях здания или ОРУ. Чтобы обеспечить пожарную безопасность в производственных помещениях, рекомендуется применять кабели, у которых изоляция, оболочка и покрытия выполнены из невоспламеняющихся

материалов, например, из самозатухающего полиэтилена или поливинилхлоридного пластика [8].

Кабели выбирают:

- по напряжению установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$
- по конструкции
- по допустимому току  $I_{max} \leq I_{доп}$

где  $I_{доп}$  - длительно допустимый ток с учетом поправки на число рядом положенных в земле кабелей  $k_1$  и на температуру окружающей среды  $k_2$ .

$$I_{доп} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{допном} \quad (30)$$

Поправочные коэффициенты  $k_1$ ,  $k_2$ , допустимый ток находят по справочникам или ПУЭ.

Выбранные по нормальному режиму кабели проверяют на термическую стойкость по условию:

$$q_{min} \leq q \quad (31)$$

Прокладка кабелей генераторных линий выполняется комбинированным способом - в кабельном сооружении (кабельный канал из ж/б лотковых элементов) и земле (в траншее); кабелей отходящих линий - в траншее.

Прокладка линий Ф1 и Ф2 выполняется траншейным способом от существующего ТСН-6/0,4 кВ наружной установки к ячейке КРУ-6,3 кВ проектируемой ДЭС. Линии Ф11, ..., Ф14 прокладываются комбинированным способом (траншея/кабельный канал) от ячейки КРУ-6,3 кВ к соответствующему модулю ДЭС.

Выбор типа кабелей силовых линий ДЭС обусловлен их техническими характеристиками и условиями их прокладки на проектируемом объекте. Проектом предлагается использование кабелей на низкое (до 1 кВ) и среднее (6 кВ) напряжение с изоляцией из сшитого полиэтилена, обладающих рядом преимуществ в сравнении с традиционными кабелями с бумажно-пропитанной изоляцией, основными из которых являются:



- большая пропускная способность за счет более высокой допустимой температуры кабеля;

- высокий ток термической устойчивости при коротком замыкании;

- меньшие масса и габариты кабеля;

- высокая влагостойкость;

- меньший радиус изгиба кабеля.

Выбор токоведущих частей кабеля (сечения жил кабеля) обусловлен требованиями:

- длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры нагрева проводника;

- противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов короткого замыкания.

В качестве рабочих токов кабелей генераторных линий и отходящих линий ДЭС приняты максимально возможные токи, обусловленные номинальной мощностью соответствующих электроустановок:

- единичной мощностью дизель-генераторных установок -  $P_{\text{ном.1}} = 700$  кВт,

номинальной мощностью ДЭС -  $P_{\text{ном}} = n \times P_{\text{ном.1}} = 4 \times 700 = 2800$  кВт,

где  $n = 4$  – количество модулей ДЭС.

При этом,  $I_{\text{max}} = P_{\text{ном}} / \sqrt{3} U_{\text{л}} \cos\varphi$

$$I_{\text{max}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} = \frac{700}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,8} = 80,2 \text{ А}$$

Результаты выбора кабелей на напряжение 6 кВ по длительно допустимому рабочему току представлены в таблице 6.1.

Проверка по термической стойкости. Проверим кабель W01:

$$B_k = 8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с (см. глава 4)}$$

Минимальное сечение по термической стойкости

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{8 \cdot 10^6}}{94} = 30 \text{ мм}^2,$$

где  $C=94$  по [8, таблица 3.14]

Таблица 6.1–Выбор силовых кабелей 6 кВ

Обозначение	Тип, марка кабеля	Сечение, мм <sup>2</sup>	I <sub>max</sub> , А	I <sub>доп ном</sub> , А, при прокладке		Кол–во каб в траншее	Расстояние, мм	Коэф–нт снижения I <sub>доп ном</sub>	I <sub>доп расч</sub> , А	Доп. ток 1–го КЗ, кА
				в земле	на воздухе					
W01–W04	ПвБП	3x35/16	84,4	164	179	4	100	0,8	131,2	5,0
W1–W2	АПвБП	3x240/25	337,6	358	432	2	100	0,9	322,2	34,3

В качестве рабочих токов кабелей линий сети электроснабжения собственных нужд ДЭС (~380/220 В) приняты максимально возможные токи, обусловленные установленной мощностью электрооборудования собственных нужд электроустановок:

-  $P_{у. ед} = 35$  кВт - установленная мощность оборудования с.н. модулей ДЭС;

-  $P_{у. кру} = 10$  кВт - установленная мощность оборудования с.н. модуля КРУ-6,3 кВ;

-  $P_{у. дэс} = n \times P_{у. ед} + P_{у. кру} = 4 \times 35 + 10 = 150$  кВт – установленная мощность оборудования с.н. ДЭС.

Результаты выбора кабелей на напряжение 0,4 кВ по длительно допустимому току нагрузки представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2–Выбор кабелей 0,4 кВ

Обозначение кабеля	Тип, марка кабеля	Сечение, мм <sup>2</sup>	I max, А	I доп. ном., А, при прокладке:		Доп. ток 1-сек-го КЗ, кА
				в земле	на воздухе	
Ф1, Ф2	АПвБбШп	3x150+1x50	285	310	317	10,64
Ф11-Ф14	ПвБбШп	5x10	66,5	87	76	1,36

## 7 Проектирование измерительной подсистемы

### 7.1 Выбор измерительных приборов

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на электростанциях и подстанциях осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов.

Перечень контрольно-измерительных приборов в цепи генератора приведен в таблице 7.1[8].

Таблица 7.1–Перечень контрольно-измерительных приборов

Цепь	Место установки	Перечень приборов	Примечания
Генератора	Статор	Амперметр в каждой фазе, вольтметр, ваттметр, варметр, счетчик активной мощности. Регистрирующие приборы: ваттметр, амперметр.	1.Перечисленные приборы устанавливаются на основных щитах управления. (БЩУ или ГЩУ) 2. На генераторах до 12 МВт в цепи статора устанавливается один амперметр.
Сборных шин генераторного напряжения	Общие приборы с переключением на любую секцию или систему шин	Два регистрирующих вольтметра для измерения междуфазных напряжений и два частотомера	
Секционного выключателя		Амперметр	

Буквенное обозначение приборов приведено в таблице 7.2.

Таблица 7.2–Буквенное обозначение измерительных приборов

Обозначение	Описание
PA	Показывающий амперметр
PV	Показывающий вольтметр
PW	Показывающий ваттметр
PVA	Показывающий варметр
PI	Счетчик активной энергии
PK	Счетчик реактивной энергии
UP	Датчик активной энергии
UQ	Датчик реактивной энергии
ФИП	Фиксирующий прибор
PF	Показывающий частотомер
PO	Осциллограф
PS	Синхроноскоп
PSA	Регистрирующий амперметр
PSV	Регистрирующий вольтметр
PSW	Регистрирующий ваттметр
PSVA	Регистрирующий варметр
PSF	Регистрирующий частотомер

Требования ПУЭ к классу точности электроприборов приведены в таблице 7.3.

Таблица 7.3– Требования ПУЭ к классу точности

Объекты учета	Расчетные счетчики электроэнергии		Измерительные приборы
	активной	реактивной	
Генераторы мощностью менее 12 МВт	1	На ступень ниже счетчиков активной энергии	Не хуже 2,5

Таблица 7.4–Характеристики выбранных приборов

Обозначение прибора	Тип	Класс точности	Потребляемая мощность одной обмотки в В·А (Вт0)	
			напряжения	тока
PA	Э351	1,5		0,5
PV	Э351	1,5	3	
PW	Д365	1,5		0,5
PVA	Д365	2,5		0,5
PI	СА3-И680	2,5		2,5
PSA	Н-393	1,5		10
PSV	Н-344	1,5	10	
PSW	Н-348	1,5		10
PF	Э-372	1,5	3	

UP	E-829	1,5	10	
UQ	E-830	1,5	10	

Расчет мощности, потребляемой измерительными приборами

Расчет для приборов с токовыми обмотками приведен в таблице 7.5.

Таблица 7.5–Мощность в В·А, потребляемая токовыми обмотками измерительных приборов для присоединений

Прибор	Тип	Генератор			Секционный выключатель		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С	Фаза А	Фаза В	Фаза С
РА	Э351	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
PW	Д365	0,5	–	0,5	–	–	–
PVA	Д365	0,5	–	0,5	–	–	–
PI	СА3-И680	2,5	–	2,5	–	–	–
PSA	Н-393	–	10	–	–	–	–
PSW	Н-348	10	–	10	–	–	–
	Итого	14	10,5	14	0,5	0,5	0,5

Расчет для приборов с обмотками напряжений приведен в таблице 7.6.

Таблица 7.6–Мощность, потребляемая обмотками напряжений измерительных приборов

Обозначение прибора	Тип	Генератор		Сборные шины	
		P, Вт	Q, вар	P, Вт	Q, вар
PV	Э351	2	–	2	–
PW	Э351	6	–	3	
PVA	Д365	3	–		
UP	E-829	10	–		
UQ	E-830	10			
PI	СА3-И680	4	9,7	6	14,5
PSW	Н-348	20	–		
PSV	Н-344	10	–		
PF	Э-372	6	–		
PK				6	14,5
Итого		71	9,7	17	29

## 7.2 Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются исходя из следующих условий:

- по напряжению установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$
- по току  $I_{норм} \leq I_{1ном} \cdot I_{max}$

Ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

- по конструкции и классу точности;

Проверка трансформаторов тока производится:

- на электродинамическую стойкость

$$i_y \leq k_{эд} \cdot \sqrt{2} I_{1ном} \quad \text{или} \quad i_y \leq i_{дин} \quad (32)$$

где  $i_y$  – ударный ток КЗ по расчету;

$k_{эд}$  – кратность электродинамической стойкости по каталогу;

$I_{1ном}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока;

$i_{дин}$  – ток электродинамической стойкости.

Электродинамическая стойкость трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин РУ, вследствие этого такие трансформаторы тока по этому условию не проверяются;

–на термическую стойкость

$$B_k \leq (k_T \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_{тер} ; B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} , \quad (33)$$

где  $B_k$  – интеграл Джоуля;

$k_T$  – кратность термической стойкости по каталогу;

$t_{тер}$  – время термической стойкости по каталогу;

$I_{тер}$  – ток термической стойкости.

–на загрузку вторичной обмотки ТТ

$$Z_2 \leq Z_{2 ном} , \quad (34)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка ТТ;

$Z_{2ном}$  – номинальная допустимая нагрузка ТТ в выбранном классе точности.

Вторичная нагрузка  $r_2$ , Ом, состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов и определяется по формуле

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k \quad (35)$$

Сопротивление приборов  $r_{приб}$ , Ом, определяется по выражению

$$r_{приб} = S_{приб} / I_2^2 \quad (36)$$

где  $S_{ПРИБ}$  – мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов. Сопротивление соединительных проводов зависит от их длины и сечения. Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие

$$r_{приб} + r_{пр} + r_k \leq Z_{2ном} \quad (37)$$

откуда сопротивление соединительных проводов  $r_{пр}$ , Ом, определяется по выражению

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k \quad (38)$$

Зная  $r_{пр}$ , определяется сечение соединительных проводов  $q$  мм<sup>2</sup>, по формуле

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}} \quad (39)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала провода;

$L_{расч}$  – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока.

Таблица 7.7–Требования ПУЭ к классам точности ТТ

Назначение прибора	Класс точности прибора	Класс точности ТТ
Расчетные счетчики электроэнергии	0,5;1	Не более 0,5
	2	1
Измерение электрических величин	1	0,5
	1,5	Допускается 1,0
	2,5	Допускается 3,0



Выбираем трансформаторы тока типа ТОЛ-10. Технические характеристики данного трансформатора тока приведены в таблице 7.8.

Структура условного обозначения

ТОЛ-10 УХЛ2.1 0.5 10Р 100/5

Т–трансформатор тока

О–однофазный

Л–литой

УХЛ2–климатическое исполнение

0.5–класс точности.

10Р–степень защиты.

100/5– первичный ток/вторичный ток

Таблица 7.8–Данные трансформатора тока

Тип ТТ	$U_{\text{ном}}$	$I_{1\text{ном}}$	$I_{2\text{ном}}$	$i_{\text{дин}}$	$i_{\text{тер}}$	$t_{\text{тер}}$	$Z_{2\text{ном}}$
	кВ	А	А	кА	кА	с	Ом
ТОЛ-10	10	100	5	52	31,5	1	0,8

Проверка выбранного трансформатора тока

Расчетные токи КЗ берутся из сводной таблицы (см. таблицу 3.2)

-на электродинамическую стойкость

$$i_y = 10,667 \text{ кА}, i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$$

$$10,667 \text{ кА} < 52 \text{ кА} - \text{условие выполняется}$$

-на термическую стойкость

$$B_k = 7,954 \text{ кА}^2 \text{с}, I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 992,25 \text{ кА}^2 \text{с}$$

$$7,954 \text{ кА}^2 \text{с} < 992,25 \text{ кА}^2 \text{с} - \text{условие выполняется}$$

-на загрузку вторичной обмотки

Выполним расчет вторичной нагрузки для одного трансформатора тока пользуясь таблицей 7.5.

Наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Выберем контрольный кабель, рассчитаем общую вторичную нагрузку.

Общее сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{14}{5^2} = 0,56 \text{ (Ом)}.$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$R_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - r_k = 0,8 - 0,56 - 0,05 = 0,19 \text{ (Ом)},$$

где  $R_{\text{приб}}$  - сопротивление приборов;

$r_k$  - сопротивление контактов.

Для дизельного генератора применяется кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина 20 м, тогда сечение соединительных проводов:

$$q_{\text{пров}} = \frac{\rho_{\text{ал}} L_{\text{пр}}}{R_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 20}{0,19} = 2,98 \text{ (мм}^2\text{)},$$

где  $\rho_{\text{ал}} = 0,0283 \frac{\text{Ом}}{\text{мм}^2 \cdot \text{м}}$  - удельное сопротивление алюминия.

Принимаем контрольный кабель КГ с сечением жил 4 мм<sup>2</sup> по условию механической прочности.

Тогда сопротивление полной вторичной нагрузки:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + \frac{\rho_{\text{ал}} \cdot L_{\text{пр}}}{q_{\text{кат}}} + r_k = 0,56 + \frac{0,0283 \cdot 20}{4} + 0,05 = 0,75 \text{ (Ом)}.$$

$$R_2 < Z_{2\text{ном}}$$

$$0,75 \text{ Ом} < 0,8 \text{ Ом}$$

Следовательно, трансформатор тока будет работать в заданном классе точности.

### 7.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или  $100/\sqrt{3}$  и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке  $S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ}$ .

где  $S_{НОМ}$  - номинальная мощность в выбранном классе точности, при этом следует иметь в виду, что для однофазных трансформаторов соединенных в звезду, следует взять суммарную мощность всех трех фаз, а для соединения по схеме открытого треугольника – удвоенную мощность одного трансформатора;

$S_{2\Sigma}$  - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В·А.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, когда  $S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}$ . Требования ПУЭ к классам точности ТН приведены в таблице 7.9.

Таблица 7.9–Требования ПУЭ к классам точности ТН

Назначение прибора	Класс точности прибора	Класс точности ТТ
Расчетные счетчики электроэнергии	0,5;1	Не более 0,5
	2	1
Измерение электрических величин	1	0,5
	1,5	Допускается 1,0
	2,5	Допускается 3,0

В цепи генератора выберем трансформатор напряжения ЗНОЛП.06-6,3. Каталожные данные данного трансформатора напряжения приведены в таблице 7.10.

Структура условного обозначения

З – заземляемый;

Н – напряжения;

О – однофазный;

Л – с литой изоляцией;

П – с защитным предохранительным устройством

Таблица 7.10 – Данные трансформатора напряжения

Тип	$U_{НОМ}$	$U_{НОМ}, В$	Ном мощность,	Схема
-----	-----------	--------------	---------------	-------

трансформатора напряжения					ВА в классе точности			соединения
		перв.	втор.	доп. втор.	0,5	1	3	
ЗНОЛП.06-6	6,3	$6300/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	50	75	200	1/1/1-0-0

Проверим выбранный трансформатор напряжения по вторичной нагрузке.

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения. Пользуясь таблицей 7.6, проверяем ТН в цепи генератора по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{71^2 + 9,7^2} = 71,65 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Три трансформатора напряжения ЗНОЛП-06-6,3 соединены в звезду, имеют мощность  $3 \times 50 = 150$  ВА в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчиков.

$S_{\text{ном}} = 150 \text{ В} \cdot \text{А} > S_{2\Sigma} = 71,65 \text{ В} \cdot \text{А}$ , следовательно выбираем трансформатор ЗНОЛ-06-6,3 имеющий мощность 50 В·А в классе точности 0,5.

Для соединения трансформатора напряжения с измерительными приборами используются алюминиевые провода сечением  $4 \text{ мм}^2$  по условию механической прочности.

## 8 Размещение оборудования

В данной главе разработаны решения по размещению следующих объектов:

1. Энергокомплекс общей мощностью 2,8 МВт, состоящий из четырех дизельных электростанций единичной электрической мощностью 700 кВт напряжением 6,3 кВ в блок - контейнером исполнения, отвечающий современным требованиям по надежности и экономичности. Габаритные размеры блок - контейнера электростанции в транспортном положении (длина x ширина x высота) – 10120 x 3240 x 3210 мм;

2. Здание распределительного устройства, в котором находится блок-контейнер РУ 6,3 кВ с четырьмя входящими ячейками по количеству, равным количеству генераторов, планируемых в работу с существующей системой. Габаритные размеры блок - контейнера РУ 6,3 кВ в транспортном положении (длина x ширина x высота) – 10000 x 2700 x 3000 мм.

Блок - контейнеры для энергомодулей, предназначенные для размещения в них всех систем и основного оборудования, включают в себя следующие основные элементы:

- основной несущий корпус с фундаментами и опорами для крепления ДГУ и оборудования;
- наружная обшивка несущего корпуса;
- шумо - и теплоизоляция основного несущего корпуса;
- внутренняя обшивка корпуса из профилированного листа;
- технологические и монтажные проемы и люки основного оборудования, а также монтажа газовыхлопной системы и системы вентиляции;
- входные двери с размерами не менее 1900x750 мм;
- люк в крыше для монтажа/демонтажа ДГУ;
- антикоррозийное защитное покрытие внутренних полостей, наружных и внутренних поверхностей;

- болтовые зажимы для заземления модулей;

Блок - контейнеры ДЭС устанавливаются на железобетонные плиты ПДН 2х6х0,14, в количестве 20 штук и ж/б монолитный участок. Плиты дорожные для покрытия дорог (по серии С.3.503.1-91), марка бетона по морозостойкости и водонепроницаемости не ниже В20, F200, W8. Плиты и ж/б монолитный участок укладываются на подготовленную поверхность, состоящую из:

- Щебень по ГОСТ 8267-93\* толщиной 300мм. Щебеночная подушка и её толщина под фундаментом необходима как конструктивное мероприятие по защите фундамента от пучения. Щебеночное основание перед укладкой плит необходимо пропитать горячим битумом, основание плиты обмазать за 2 раза горячим битумом до начала монтажа. Эти мероприятия предназначены для гидроизоляции фундамента и его защиты от промерзания.

- Утрамбованный грунт.

Здание РУ состоит из блок – контейнера с установленным оборудованием КРУ-6,3 кВ из камер D-12P. Стены блок – контейнера утеплены, толщина утепления наружных стен не менее 100 мм, с двух сторон обшивка из профнастила 10 – 1100 х 0,7, утепление пола 160 – 200 мм, сам пол из рифлёной стали. Металлоконструкция блоков изготавливается из холодостойких сталей по ГОСТ 19281-89. Утепление выполняется минераловатными плитами на базальтовой основе. Размер дверей в чистом виде 1100 х 2220 мм. Вводы – выводы в РУ предусмотрены кабелем снизу. В РУ предусмотрены: освещение, отопление, вентиляция (естественная), пожарно-охранная сигнализация. Управление электроприборами от шкафа собственных нужд. Внутренний контур заземления – полоса 40х4 ГОСТ 103-2006. РУ укомплектовывается защитными средствами в соответствии с ПТЭ и ПТБ, противопожарными средствами.

Закрытые распределительные устройства и подстанции могут располагаться как в отдельно стоящих зданиях, так и быть встроенными или пристроенными. Пристройка к существующему зданию с использованием

стены здания в качестве стены РУ допускается при условии принятия специальных мер, предотвращающих нарушение гидроизоляции стыка при осадке пристраиваемой РУ. Указанная осадка должна быть также учтена при креплении оборудования на существующей стене здания. Проектируемое РУ выполняем пристроенным к существующему зданию ДЭС №2 «Японская».

Габаритные размеры шкафов 750x1300x2150. Ширина коридора должна обеспечивать удобное обслуживание установки и перемещение оборудования, причем она должна быть не менее 1 метра при одностороннем обслуживании оборудования. Ширина коридора обслуживания КРУ с выкатными элементами должна обеспечивать удобство управления, перемещения и разворота оборудования и его ремонта [12].

## **9 Разработка программного продукта для расчета количества и мощности дизельных генераторных установок**

Общие сведения и функциональное назначение

Для разработки программы используем программный пакет MATLAB. Приложения MATLAB с графическим интерфейсом являются графическими окнами, содержащими элементы управления (кнопки, списки, переключатели, флаги, полосы скроллинга, области ввода, меню), а также оси и текстовые области для вывода результатов работы. Создание приложений включает следующие основные этапы - расположение нужных элементов интерфейса в пределах графического окна и программирование событий, которые возникают при обращении пользователя к данным объектам, например, при нажатии кнопки [13].

Программа позволяет по введенному суточному графику нагрузки потребителя рассчитать варианты количества и мощности дизельных генераторов и приведенные годовые затраты по каждому варианту.

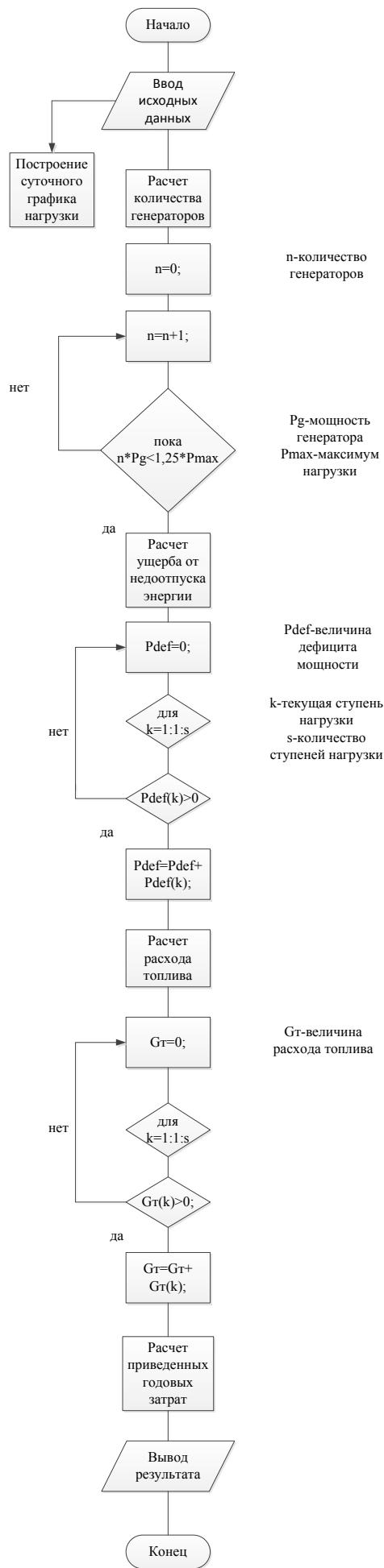
Для разработки программы примем следующие допущения:

- 1). Все дизельные генераторы одинакового типоразмера.
- 2). Дизельные генераторы работают на номинальную мощность, либо отключены.
- 3). Удельный расход топлива соответствует номинальному.

Описание логической структуры

Алгоритм работы программы приведен на рисунке 9.1.

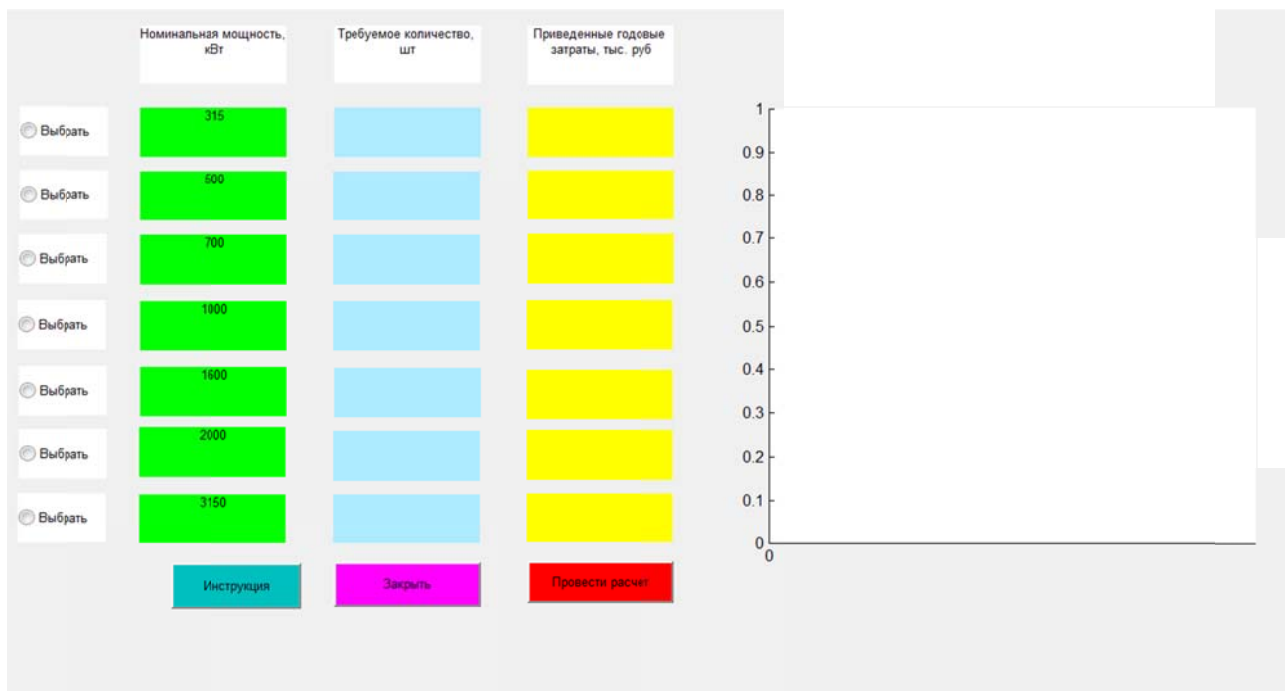




## Рисунок 9.1–Алгоритм работы программы

### Вызов и загрузка

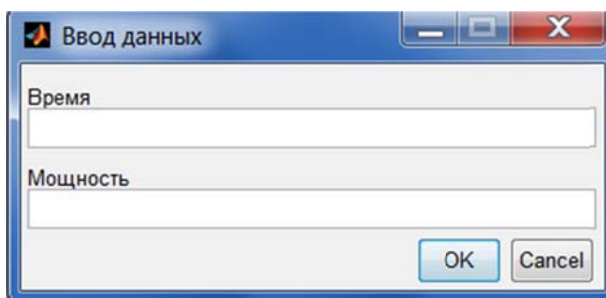
Внешний интерфейс программы представлен на рисунке 9.2. При первом запуске следует прочесть инструкцию и выбрать мощность генераторов для расчета. Далее запускается блок ввода исходных данных.



## Рисунок 9.2–Внешний интерфейс программы

### Входные данные

Для проведения расчета достаточно ввести данные суточного графика нагрузки. Окно ввода входных данных приведено на рисунке 9.3.



## Рисунок 9.3–Окно ввода исходных данных

В окно ввода входных данных следует ввести данные графика нагрузки через пробел, разделительный знак–точка.

### Выходные данные

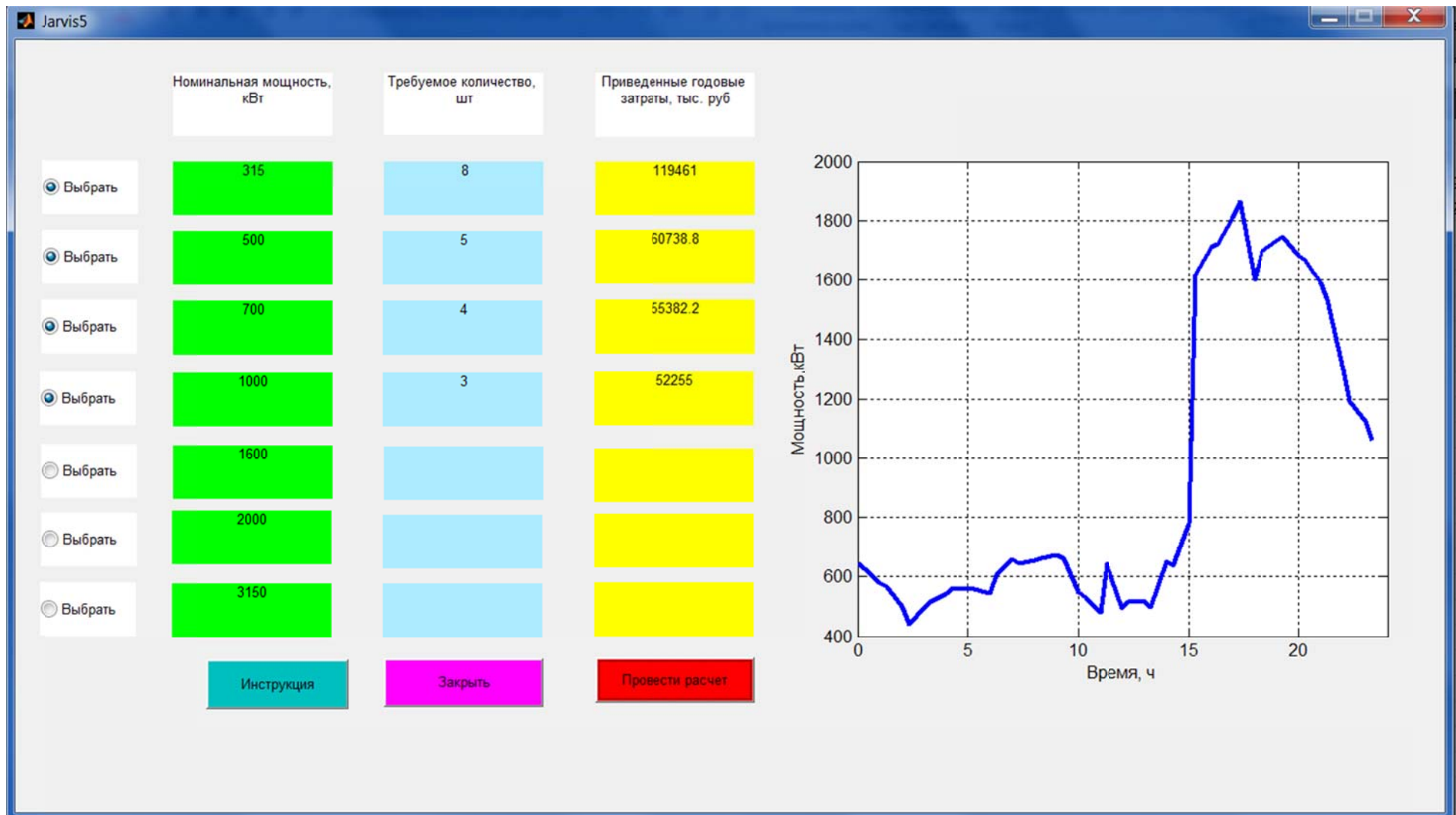


Рисунок 9.4–Расчет стоимости выбранных вариантов

Полученные данные совпадают с расчетом, проведенным в Microsoft Excel. В данной программе рассчитываются варианты генераторов одинаковых типоразмеров, предполагается, что все они работают на номинальную мощность, удельный расход топлива также соответствует номинальному. Расчет приведенных затрат проводился по следующим критериям: капиталовложения в ДЭС, ущерб от возможного недоотпуска электроэнергии потребителям, затраты на топливо.

Преимущества:

- не требуется вводить данные по дизельным генераторам
- суточный график нагрузки вводится пользователем при запуске программы

Недостатки:

- данные по удельному расходу, коэффициент технического использования и др. можно изменить только в программном коде.

## **10 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **10.1 Классификация методов оценок экономической эффективности**

Целью данного раздела является выбор оптимального варианта построения ДЭС с экономической точки зрения.

В данной главе предлагается методика оптимизации числа и типовой мощности рабочих дизельных электроагрегатов автономной ДЭС, используемой в качестве основного источника электроснабжения децентрализованных потребителей.

Экономические оценки проводятся как для действующих предприятий (фирм), так и для проектируемых инноваций. При этом различия могут состоять только в применяемых для сравнения эталонах – нормативных сроках окупаемости, коэффициентах эффективности, банковских процентных ставках и т.п., не изменяя самой методологии и системы оценочных показателей.

Все методы экономических оценок следует классифицировать в двух плоскостях: по их новизне в отечественной практике – традиционные и современные; по отношению к фактору времени – без учета продолжительности процесса инвестирования и времени действия инвестиций и с учетом этого, т.е. без учета и с учетом фактора времени.

1. Традиционные методы сравнительной эффективности капиталовложений (инвестиций) без учета фактора времени, в составе которых методы:

сравнительного срока окупаемости дополнительных капиталовложений (инвестиций), сделанных в более капиталоемкий вариант по сравнению с менее капиталоемким, окупающихся за счет экономии годовых эксплуатационных расходов, достигаемой путем дополнительных капиталовложений;

оценки по коэффициенту эффективности тех же дополнительных капиталовложений (инвестиций);

приведенных затрат для разных вариантов капиталовложений или инвестиций;

оценки экономического эффекта, получаемого от предполагаемых вложений капитала (инвестиций).

При применении этих методов и показателей для оценки инвестирования рассматриваемые варианты должны отвечать определенным условиям сопоставимости либо, если они по каким-либо техническим или другим причинам неравнозначны, должны быть приведены в сопоставимый вид.

2. Традиционные методы общей или абсолютной эффективности без учета фактора времени, которые включают методы оценки по показателям:

оценки по абсолютному (общему) сроку окупаемости капиталовложений (инвестиций) за счет прибыли;

по рентабельности капиталовложений (инвестиций);

по рентабельности производственных фондов;

по рентабельности производства;

по показателям фондоотдачи, фондоемкости и фондовооруженности.

Методы сравнительной эффективности применяются на предпроектной и проектной стадиях инвестирования, а методы абсолютных оценок – на действующих производствах. Однако, во-первых, экономическая сущность этих методов одинакова и, во-вторых, абсолютные (общие) оценки также могут применяться на предварительных стадиях инвестирования. Разница для действующих и проектируемых производств, состоит в применении несколько различных нормативных показателей.

3. Те же традиционные методы сравнительной и общей (абсолютной) экономической оценки эффективности инвестиций – с учетом фактора времени или с учетом ущерба от замораживания капитала.

4. Современные методы экономической оценки эффективности инвестиций без учета фактора времени, включающие методы оценки:

по показателю «текущие затраты»;

по показателю прибыли;

по прибыльному порогу.

Последний из названных методов не является вполне самостоятельным, но ввиду его важности и наглядности достоин рассмотрения в ряду других.

5. Современные методы экономической оценки эффективности инвестиций с учетом фактора времени, в числе которых методы:

экономической оценки эффективности инвестиций по начальному финансовому состоянию, или (более употребительное название) метод капитализированной ренты;

экономической оценки эффективности по динамическому сроку окупаемости;

экономической оценки эффективности по показателю внутренней рентабельности (внутренней доходности, внутренней процентной ставки) [14].

## 10.2 Оценка эффективности ДЭС

Методы оценки по сравнительному сроку окупаемости и коэффициенту экономической эффективности предусматривают сопоставление всего лишь двух вариантов инвестирования. На самом деле таких вариантов может быть больше. С помощью метода приведенных затрат можно сравнивать любое количество вариантов инвестирования.

В качестве критерия оптимизации используется минимум приведенных годовых затрат при заданном уровне надежности электроснабжения потребителей:

$$Z = E_H \cdot K + I + Y \Rightarrow \min \quad (40)$$

где  $Z$  – приведенные годовые затраты, руб

$E_n$  – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений (в расчетах принимался равным 0.15, что соответствует сроку окупаемости 6.5 лет);

$K$  – капитальные вложения в ДЭС, руб;

$I$  – годовые расходы на эксплуатацию станции, руб;

$U$  – экономический ущерб от нарушения электроснабжения потребителей, руб.

Выбор простого статистического метода для оценки экономической эффективности инвестиций - метода приведенных затрат в данном случае обоснован тем обстоятельством, что методы сравнительной эффективности используют в случаях, когда необходимо произвести выбор одного из нескольких технически реализуемых проектов, что полностью соответствует условию решаемой задачи.

Методы оценки эффективности инвестиций, основанные на дисконтировании, такие как чистый дисконтированный доход, внутренняя норма доходности и индекс доходности, обычно применяют в случаях крупномасштабных инвестиционных проектов, реализация которых требует значительного периода времени.

По мнению многих известных российских экономистов в условиях переходной экономики России, с характерной для них неопределённостью движения показателей инфляции, цен, налогообложения, амортизации, рентабельности, удельных капиталовложений определяют нерациональность применения интегральных показателей для оценки эффективности инвестиций в связи с невозможностью достоверного прогнозирования этих показателей в пределах жизненного цикла инвестиционных проектов 7-12 лет и более [15, 16, 17].



### 10.2.1 Расчет капиталовложений в оборудование

Стоимость дизельных генераторов в контейнерном исполнении (данные 2013 года) приведена в таблице 10.1.

Таблица 10.1–Стоимость дизельных генераторов

Номинальная мощность силового агрегата, кВт	Цена комплектной ДЭС, руб
8	136000
16	237500
30	395000
60	540000
100	610000
200	930000
315	1710000
500	2700000
700	4111397
1000	6117583
1600	12132285
2000	16026784
3150	35146580
5000	–

Для приведенного на рисунке 10.1 суточного графика нагрузки возможны следующие варианты конструктивного исполнения ДЭС:

- 1) 4 агрегата  $P_{\text{НОМ}} = 700$  кВт;
- 2) 5 агрегатов  $P_{\text{НОМ}} = 500$  кВт;
- 3) 8 агрегатов  $P_{\text{НОМ}} = 315$  кВт;

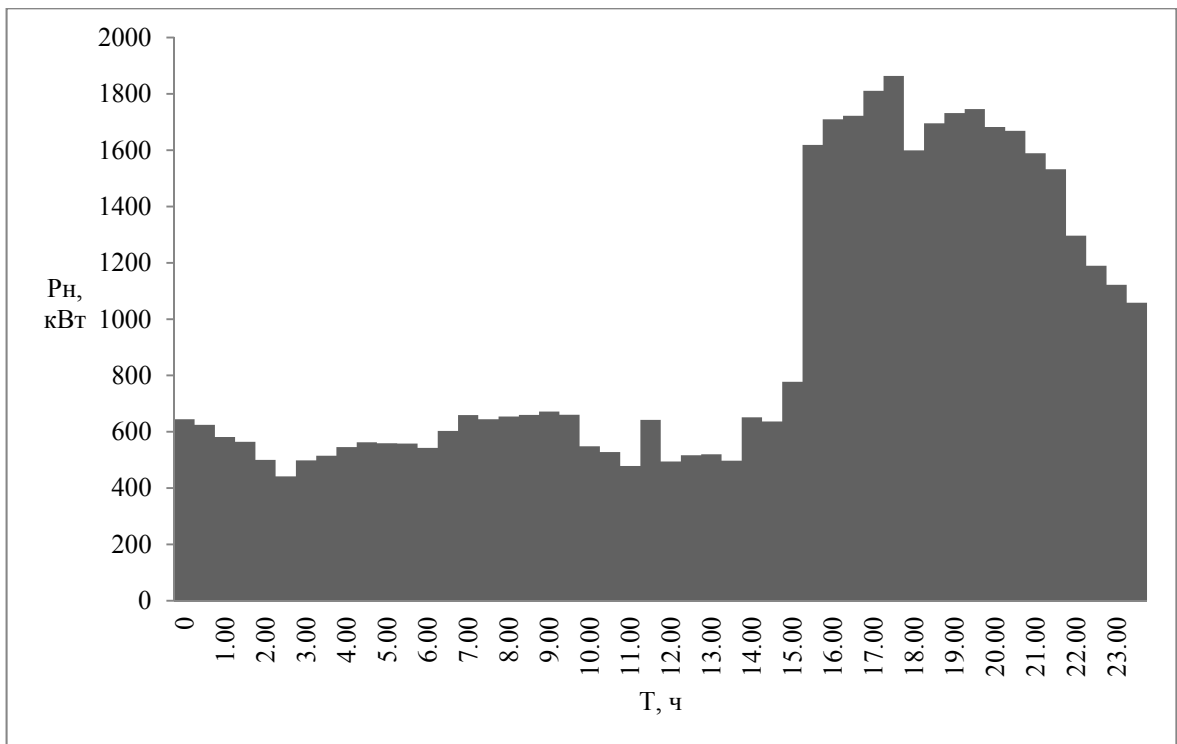


Рисунок 10.1– Суточный график нагрузок за январь

Рассчитаем приведенные капитальные вложения в генерирующее оборудование по трем вариантам.

$$1) E_H \cdot K_1 = 0,15(4 \cdot 4111,4) = 2446,84 \text{ тыс.руб.}$$

$$2) E_H \cdot K_2 = 0,15(5 \cdot 2700) = 2025 \text{ тыс.руб.}$$

$$3) E_H \cdot K_3 = 0,15(8 \cdot 1710) = 2052 \text{ тыс.руб.}$$

### 10.2.2 Расчет годовых эксплуатационных затрат

Для определения годовых эксплуатационных затрат на обслуживание ДЭС удобнее всего воспользоваться типовой структурой затрат, индивидуальной для каждого предприятия. Существенную долю в структуре этих затрат составляют затраты на топливо:

$$I = I_T + I_{\text{обсл}} \quad (41)$$

где  $I$  – годовые эксплуатационные затраты, руб;

$I_T$  – годовые затраты на топливо (цена плюс доставка), руб;

$I_{\text{обсл}}$  – затраты на обслуживание (зарплата персоналу, расходные материалы и т.д.), руб.

Приняв в расчетах стоимость одной тонны натурального топлива 21,0 тыс. рублей, а долю затрат на топливо в общей структуре затрат на обслуживание ДЭС 65 %, по выражению (12) можно рассчитать годовые эксплуатационные издержки на обслуживание ДЭС – И.

$$И_1 = \frac{100 \cdot G_{T1} \cdot 21}{65} = \frac{100 \cdot 1553,34 \cdot 21}{65} = 50184,83 \text{ тыс. руб.}$$

$$И_2 = \frac{100 \cdot G_{T2} \cdot 21}{65} = \frac{100 \cdot 1543,7 \cdot 21}{65} = 49873,83 \text{ тыс. руб.}$$

$$И_3 = \frac{100 \cdot G_{T3} \cdot 21}{65} = \frac{100 \cdot 1589,9 \cdot 21}{65} = 51366 \text{ тыс. руб.}$$

### 10.2.3 Расчет ущерба от недоотпуска энергии

Математическое ожидание ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям составит:

$$У = \Delta Э \cdot y_0, \text{ руб} \quad (42)$$

где  $y_0$  – удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии, руб/кВт·ч;

$\Delta Э$  – математическое ожидание недоотпуска электроэнергии за год;

Для определения материального ущерба от возможных внезапных перерывов электроснабжения потребителей необходимо знать удельные показатели ущерба  $y_0$ , которые в общем случае зависят от структурного состава потребителей (удельного веса промышленности, быта и сферы обслуживания, сельского хозяйства, транспорта и строительства) и степени их ограничения.

В настоящее время в России отсутствует рекомендованная регулирующими органами удельная стоимость компенсации ущерба от аварийных ограничений потребителей электроэнергии. В зарубежной практике удельная величина ущерба от внезапных ограничений принимается в диапазоне 2 – 4,5 долл./кВт·ч. В расчетах экономической эффективности стоимость ущерба от аварийных ограничений до ее официального установления Правительством России рекомендуется оценивать исходя из зарубежного опыта компенсации ущерба потребителям в размере 40 – 100 руб./кВт·ч [18]. Эти данные являются усредненными и могут использоваться для ориентировочной

оценки ущерба на случай аварийных перерывов электроснабжения в сети с разным составом потребителей.

Для определения удельной величины ущерба можно также воспользоваться статистическими данными об ущербах, полученными у потребителя.

Приняв в расчетах величину удельного ущерба, равной  $y_0 = 60,0$  руб/кВт·ч, по (42) можно найти математическое ожидание ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям:

$$Y_1 = \Delta \mathcal{E}_1 y_0 = 108801,57 \cdot 60 = 6528,094 \text{ тыс.руб.}$$

$$Y_2 = \Delta \mathcal{E}_2 y_0 = 167687,5 \cdot 60 = 10061,25 \text{ тыс.руб.}$$

$$Y_3 = \Delta \mathcal{E}_3 y_0 = 1126747,87 \cdot 60 = 67604,87 \text{ тыс.руб.}$$

Зная капитальные вложения в генерирующее оборудование, ущерб от возможного недоотпуска электроэнергии потребителям, затраты на эксплуатацию, рассчитаем приведенные годовые затраты по каждому варианту.

$$Z_1 = E_H \cdot K_1 + I_1 + Y_1 = 2446,84 + 50184,83 + 6528,094 = 59180 \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_2 = E_H \cdot K_2 + I_2 + Y_2 = 2025 + 49873,83 + 10061,25 = 60288,8 \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_3 = E_H \cdot K_3 + I_3 + Y_3 = 2052 + 51366 + 67604,87 = 119461 \text{ тыс.руб.}$$

### **10.3. Технико–экономическое сравнение вариантов**

Представленные в таблице 10.2 расчеты проведены без учета износа агрегатов и без учета расхода топлива дизель-генераторами при пуске и на холостом ходу.

Таблица 10.2– Результаты решения оптимизационной задачи

Количество силовых агрегатов ДЭС	Номинальная мощность дизель-генератора	Общие капитальные вложения в ДЭС	Суммарный годовой расход топлива	Годовые затраты на топливо	Годовые эксплуатационные издержки на обслуживание ДЭС	Экономический ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям	Приведенные годовые затраты на ДЭС
$n$ , шт.	$P_{ном}$ , кВт	$K$ , тыс.руб	$G_T$ , тонн	$I_T$ , тыс.руб	$I$ , тыс.руб	$У$ , тыс.руб	$З$ , тыс.руб
8	315	13680	1589,9	33388	51366.2	67604.9	119461
5	500	13500	1543,7	32417,7	49873.5	10061,2	60288,8
4	700	16445,6	1553.3	32620.2	50185	6528,1	59180

Сравним составляющие приведенных годовых затрат для трех вариантов. Наибольших капитальных вложений требует третий вариант состава ДЭС. Годовые издержки на обслуживание ДЭС можно считать приблизительно одинаковыми. Экономический ущерб от недоотпуска энергии максимален у первого варианта исполнения ДЭС, что и определяет его высокую стоимость.

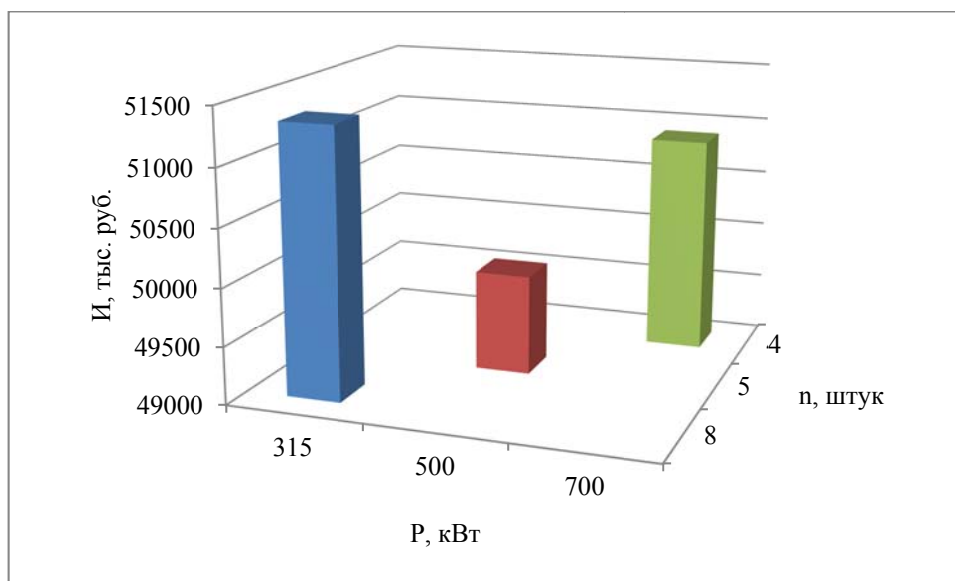


Рисунок 10.2– Сравнение годовых эксплуатационных затрат

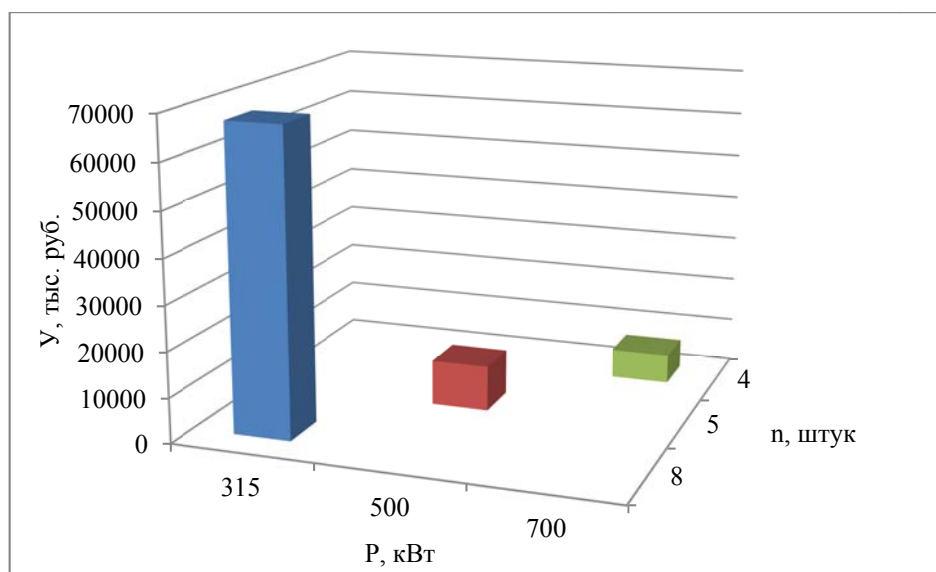


Рисунок 10.3–Сравнение ущерба от возможного недоотпуска энергии

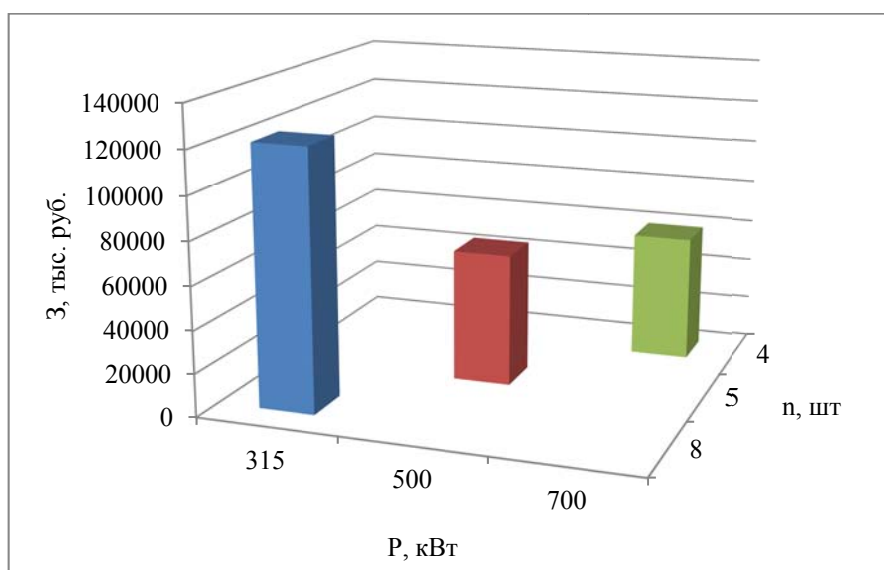


Рисунок 10.4–Сравнение приведенных годовых затрат

Анализируя кривые на рисунке 10.4, можно сделать вывод о том, что минимум приведенных затрат рассматриваемой дизельной электростанции соответствует ее составу из четырех дизель-генераторов мощностью по 700 кВт каждый.

Рассмотрим структуру затрат наиболее выгодного варианта.

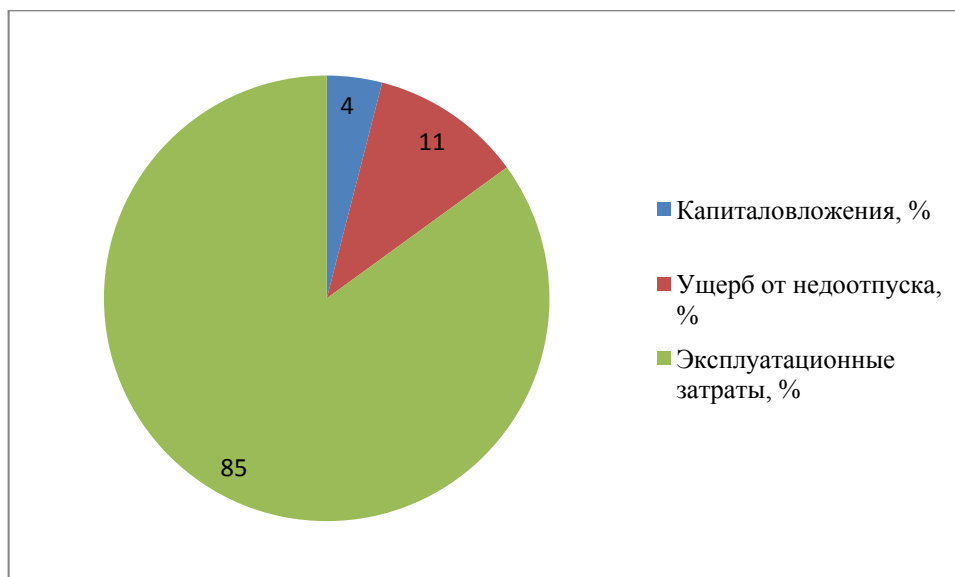


Рисунок 10.5–Структура затрат наиболее выгодного варианта

В данной главе был проведен анализ методов экономической оценки капиталовложений в дизельную электростанцию. Для оценки выбран метод приведенных годовых затрат. Наиболее выгодным является вариант построения ДЭС с четырьмя генераторами мощностью 700 кВт. Данная методика достаточно универсальна и может быть рекомендована для оптимизации состава автономных дизельных электростанций, работающих в конкретных условиях эксплуатации.

## **11 Социальная ответственность**

### **11.1 Описание автоматизированного рабочего места оператора**

Оператор дизельной электростанции поддерживает исправное состояние, безаварийную и надежную работу обслуживаемых устройств и электрооборудования. Назначение автоматизированного рабочего места оператора:

–управление и настройка работы одной или группы дизельных электростанций

–дистанционное управление коммутационной аппаратурой распределительных устройств

–контроль за работой системы газообнаружения и пожарной сигнализации

–управление дополнительным технологическим оборудованием

Факторы производственной среды оказывают существенное влияние на функциональное состояние и работоспособность оператора. Существует разделение производственных факторов на опасные и вредные. Опасный производственный фактор - это производственный фактор, воздействие которого в определенных условиях приводит к травме или к другому внезапному ухудшению здоровья. Воздействие же вредного производственного фактора в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению работоспособности.

### **11.2 Анализ выявленных вредных факторов**

Анализ микроклимата



Значительным физическим фактором является микроклимат рабочей зоны, особенно температура и влажность воздуха.

Таблица 11.1–Оптимальные нормы температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха.

Период года	Категория работы	Температура, С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, не более м/с
Холодный и переходный	Легкая	20–23	60–40	0,2
Теплый	Легкая	22–25	60–40	0,2

#### Анализ уровня шума и вибрации на рабочем месте

С физиологической точки зрения шумом является всякий нежелательный, неприятный для восприятия человека шум. Шум ухудшает условия труда, оказывая вредное воздействие на организм человека. При длительном воздействии шума на организм человека происходят нежелательные явления:

- снижается острота зрения, слуха;
- повышается кровяное давление;
- понижается внимание.

Сильный продолжительный шум может быть причиной функциональных изменений сердечно-сосудистой и нервной систем, что приводит к заболеваниям сердца и повышенной нервозности.

Характеристикой постоянного шума на рабочих местах являются уровни звукового давления в Дб в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31,5, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000 Гц. Допустимым уровнем звукового давления в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте следует принимать данные из таблицы 11.2.

Таблица 11.2–Допустимые уровни звукового давления

Среднегеометрические частоты, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Нормативные значения, Дб	71	61	54	49	45	42	40	38

Малые механические колебания, возникающие в упругих телах или телах, находящихся под воздействием переменного физического поля, называются вибрацией. Причиной возбуждения вибраций являются возникающие при работе машин и агрегатов неуравновешенные силовые воздействия.

При действии на организм общей вибрации страдает в первую очередь нервная система и анализаторы: вестибулярный, зрительный, тактильный. Вибрация является специфическим раздражителем для вестибулярного анализатора, причем линейные ускорения – для отолитового аппарата, расположенного в мешочках преддверия, а угловые ускорения – для полукружных каналов внутреннего уха.

Существует множество способов снизить шум и вибрации. Качественные и технически исправные дизельные генераторы сами по себе уже не создают особых проблем. Особенно, если это дизельные генераторы в защитном кожухе или блок-контейнере.

При желании же дизельный генератор можно оснастить дополнительным глушителем, разместить в помещении со звукоизоляционным покрытием стен или обнести специальными вибро- и звукопоглощающими перегородками.

В результате многие дизельные генераторы по стандарту вполне можно размещать даже в непосредственной близости от жилых районов.

#### Анализ освещения

Освещение рабочего места–важнейший фактор создания нормальных условий труда.

Действие на человека недостаточной освещенности рабочей зоны и пониженной контрастности. Неудовлетворительное освещение утомляет не только зрение, но и вызывает утомление всего организма в целом. Неправильное освещение часто является причиной травматизма (плохо освещенные опасные зоны, слепящие лампы и блики от них). Резкие тени ухудшают или вызывают полную потерю ориентации работающих, а также вызывают потерю чувствительности глазных нервов, что приводит к резкому ухудшению зрения.

Таблица 11.3– Нормы естественного и искусственного освещения.

Характеристика зрительной работы	Максимальный объем различения, мм	Искусственное освещение, лк	
		Комбинированное	Общее
Высокая точность	0,5–1,0	500	200

### 11.3 Анализ выявленных опасных факторов

#### Механические опасности

Дизельная электростанция снабжена ограждениями для защиты персонала от движущихся частей оборудования. Тем не менее, необходимо принять меры безопасности для защиты работников и оборудования от иных источников механической опасности во время проведения работ вблизи электростанции.

Недопустимо эксплуатировать электростанцию со снятыми защитными ограждениями. Во время работы электростанции не пытайтесь пролезать под защитными ограждениями или обходить их для выполнения работ по техобслуживанию или с какой-либо иной целью.

Будьте осторожны, чтобы не допустить попадания рук, длинных волос, свободной одежды и ювелирных украшений в шкивы, приводные ремни и другие движущиеся части.

Если кожух имеет двери, они должны быть заперты на замок, если их не требуется открывать.

#### Термические опасности

Следует избегать контакта с горячим маслом, горячей охлаждающей жидкостью, горячими выхлопными газами и с горячими поверхностями и острыми краями и углами. Перед работой вблизи электроустановки надевать защитную одежду, включая перчатки и головной убор.

Не снимать крышку с заливочной горловины радиатора до охлаждения охлаждающей жидкости. Сначала медленно отвинтить крышку для сброса избыточного давления перед тем, как полностью снять ее.

#### Электробезопасность

##### Заземление электроустановок

Обеспечение безопасности обслуживания электроприемников проектируемого объекта выполняется преднамеренным электрическим соединением с землей нетоковедущих частей оборудования, которые могут оказаться под напряжением вследствие замыкания токоведущих линий на корпус.

Для безопасности обслуживания высоковольтных электроустановок (6, 10 кВ) в системах с изолированной нейтралью применяется только защитное заземление, снижающее опасность поражения электрическим током в результате воздействия напряжения прикосновения.

Безопасность обслуживания электроустановок в системах с глухозаземленной нейтралью (на стороне 0,4 кВ) достигается выполнением, наряду с защитным заземлением, защитного зануления, обеспечивающего срабатывание отключающих аппаратов, снимающих напряжение с аварийных участков сети.

Заземление электроустановок достигается строительством заземляющего устройства, представляющего собой совокупность заземлителя, заземляющей магистрали и заземляющих проводников.

#### Молниезащита сооружений ДЭС

Разработка, расчет и обоснование устройств молниезащиты сооружений проектируемой ДЭС выполнены в соответствии с требованиями нормативно - технической документации:

- РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений»;

- ПУЭ РФ (7-е издание).

По тяжести возможных последствий поражения молнией рассматриваемые в данном проекте сооружения относятся ко II-ой категории молниезащиты.

Инструкцией РД 34.21.122-87 ко II-ой категории отнесены:

1. Производственные здания и сооружения, в которых появление взрывоопасной концентрации газов или паров происходит в результате нарушения нормального технологического режима.

В рассматриваемом проекте такими сооружениями являются блок-контейнеры модулей ДГУ.

2. Наружные установки, содержащие взрывоопасные жидкости и газы.

В рассматриваемом проекте – это резервуары РГ-75 проектируемого склада топлива наземной установки и подземная емкость аварийного слива топлива.

Здания и сооружения, относящиеся по устройству молниезащиты ко II-ой категории, должны быть защищены от прямых ударов молнии, вторичных ее проявлений и заноса высокого потенциала через наземные (надземные) и подземные металлические коммуникации.

Защита объектов от прямых ударов молнии реализуется использованием молниеотводов, отводящих токи молнии в землю. Для проектируемых

сооружений рекомендуемый «Инструкцией» тип зоны защиты молниеотводов – зона Б.

### Пожаровзрывобезопасность

Опасными событиями, которые могут оказать влияние на пожаробезопасность обслуживающего персонала энергокомплекса, могут быть пожары и аварии на энергооборудовании.

Подрядчик отвечает за пожарную безопасность при работе на рабочих участках, включая офисы, инструментальные кладовые и склады.

Подрядчик обязан обеспечить наличие утвержденного пожарного оборудования, а его работники должны быть обучены работе с таким оборудованием.

Ответственность за организацию и обеспечение пожарной безопасности при строительстве возлагается в целом на руководителя строительного предприятия, который наряду с выполнением общих требований пожарной безопасности обязан:

- обеспечить соблюдение работниками Правил и инструкций по пожарной безопасности и не допускать к работе лиц не прошедших противопожарный инструктаж и не сдавших зачеты по программе пожарно-технического минимума.

- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность на каждом производственном участке. Таблички с указанием лица, ответственного за пожарную безопасность должны быть вывешены на видных местах.

- обеспечить в производственных и административных зданиях, помещениях, а также на территории объекта установленный противопожарный режим, оборудовать места для курения, обеспечить четкий порядок проведения строительных и огневых работ, порядок осмотра и закрытия помещений после окончания работы;

- обеспечить постоянную готовность к работе систем пожаротушения, имеющихся на объекте и средств связи;

- создать из числа работников строительного предприятия добровольные пожарные дружины (ДПД);

- руководить подготовкой ДПД и ее действиями по тушению возникших пожаров;

- обеспечить немедленный вызов пожарных подразделений в случае пожара или опасности его возникновения при аварии; одновременно приступить к ликвидации пожара или аварии имеющимися в наличии силами и средствами;

На строительной площадке должны находиться следующие первичные средства пожаротушения:

- пожарная автоцистерна объемом не менее 2000 л, заправленная водой и пенообразователем не менее 150 л.;

- асбестовое полотно размером 2х2 м – 2 шт.;

- огнетушители ОП-10 или ОУ-10 – 10 шт. (или ОП-100 – 1 шт.);

- лопат – 2 шт.;

- ломов – 2 шт.;

- багров – 2 шт.;

- крюк с деревянной рукояткой – 1 шт.;

- ведра – 2 шт.

#### **11.4 Охрана окружающей среды**

В целях предупреждения загрязнения воздуха и почвы нефтепродуктами технологической частью проекта энергокомплекса ДЭС предусмотрены следующие мероприятия:

- отстой из емкостей и другие жидкие отходы следует откачивать в специальные сборники и сдавать на станции очистки и утилизации;

- незначительные протечки топлива следует нейтрализовать специальным адсорбентом или, в крайнем случае, песком, опилками или торфом;

- использованный адсорбент хранить в металлических контейнерах и немедленно утилизировать;

- применение герметизированной системы приема и отпуска топлива.

Должны учитываться следующие аспекты охраны окружающей среды и факторы воздействия:

- сведение к минимуму воздействия на водоемы;

- охрана уязвимых ресурсов живой природы;

- минимизация вредных выбросов в атмосферу;

- организация сбора и удаления отходов;

- организация работ с опасными материалами;

- сведение к минимуму воздействие шума;

Образующиеся отходы в период строительства, в основном, являются малоопасными, нелетучими, нерастворимыми в воде, что не требует специальных условий для их временного хранения, тем более, что после образования они сразу же вывозятся.

В процессе эксплуатации ДЭС твердые отходы отсутствуют.

Жидкие отходы в виде топлива и масла исключены, т.к. указанные вещества транспортируются в замкнутом цикле по герметичным трубопроводам.

Выбросы в атмосферу от дыхательных клапанов не превышают предельно допустимых концентраций в воздухе рабочей зоны для дизтоплива – 300 мг/м<sup>3</sup>, для масла - 5 мг/м<sup>3</sup>.

## **11.5 Защита в чрезвычайных ситуациях**

Анализ возможных ЧС на объекте



Перечень возможных ЧС на объекте: авария, пожар, террористический акт.

Опасными событиями, которые могут оказать влияние на безопасность обслуживающего персонала энергокомплекса, могут быть пожары и аварии на энергооборудовании. Характер проектируемого объекта не предполагает хранение, обращение и использование взрывчатых веществ, легковоспламеняющихся, ядовитых и радиоактивных веществ и материалов.

Согласно ГОСТ 12.1.004-91 порождающими факторами являются:

- пламя и искры;
- повышенная температура окружающей среды;
- токсические продукты горения и термического разложения;
- дым и понижение концентрации кислорода.

Более подробно рассмотрим противопожарные мероприятия.

#### Основные противопожарные мероприятия

Проектом соблюдены требования пожарной безопасности в соответствии со СНиП 21.01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»:

- расположение эвакуационных выходов соответствует нормам;
- отделочные материалы имеют необходимый предел огнестойкости.

Класс ответственности сооружения – II.

Степень огнестойкости - III

Ограждающие и несущие конструкции ДЭС выполнены не ниже II степени огнестойкости.

Сечение проводов и кабелей выбрано с учетом токовых нагрузок согласно ПУЭ. Выбор кабелей и проводов, а также способ прокладки соответствует условиям окружающей среды и конструкции сооружения.

Автоматические выключатели предусматриваются согласно расчетных токов.

Все электрооборудование выбрано согласно среды и характеристики помещения в соответствии с номинальным напряжением сети и рабочему току.

Принятое проектом электрооборудование имеет сертификат пожарной безопасности. Заземление и защитные нормы безопасности выполнены в соответствии с ПУЭ 7-ое издание, глава 1.7.

К обслуживанию ДЭС, а также системы топливо и масло снабжения должны допускаться лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности.

Пожарная безопасность на строительной площадке должна обеспечиваться согласно «Правил пожарной безопасности при производстве СМР» СНИП 12-04-2004. Пожаротушение предусматривается от существующей сети водопровода из пожарных гидрантов.

Проектом предусмотрены следующие мероприятия по пожарной безопасности:

- у временных бытовых помещений установить щиты с противопожарным инвентарем, ящиком с песком, бочки с водой, рядом оборудовать специальное место для курения.

- технологические помещения ДЭС выполнены в блочно-контейнерном исполнении;

- контейнеры дизельной электростанции изготавливаются в климатическом исполнении УХЛ 4.2 по ГОСТ 15150-69\*;

- контейнеры ДЭС оборудованы автоматической пожарной сигнализацией, автоматической системой пожаротушения и первичными средствами пожаротушения;

- расстояние между контейнерами принято 3м;

- категория наружной установки по взрывопожароопасности согласно НПБ 105-03 - В1;

- для аварийного слива дизтоплива с баков ДЭС предусмотрен подземный аварийный резервуар объемом  $V=5\text{м}^3$ ;

В случае возникновения пожара, лица уполномоченные владеть, пользоваться или распоряжаться имуществом, руководители и должностные

лица организаций, лица, в установленном порядке назначенные ответственными за обеспечение пожарной безопасности, по прибытии к месту пожара должны:

- сообщить о возникновении пожара в пожарную охрану, поставить в известность руководство и дежурные службы объектов;

- в случае угрозы жизни людей немедленно организовать их спасение, используя для этого имеющиеся силы и средства;

- проверить включение в работу автоматических систем противопожарной защиты (оповещение людей о пожаре, пожаротушения, противодымной защиты);

- при необходимости отключить электроэнергию (за исключением систем противопожарной защиты), остановить работу транспортирующих устройств, агрегатов, аппаратов, перекрыть сырьевые, газовые, паровые и водяные коммуникации, остановить работу систем вентиляции в аварийном и смежном с ним помещениях, выполнить другие мероприятия, способствующие предотвращению развития пожара и задымления помещений здания;

- прекратить все работы, кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации пожара;

- осуществить общее руководство по тушению пожара (с учетом специфических особенностей объекта) до прибытия подразделения пожарной охраны;

- обеспечить соблюдение требований безопасности работниками, принимающими участие в тушении пожара;

- одновременно с тушением пожара организовать эвакуацию и защиту материальных ценностей;

- организовать встречу подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара;

- сообщать подразделениям пожарной охраны, привлекаемым для тушения пожаров и проведения, связанных с ними, первоочередных аварийно-спасательных работ, сведения о перерабатываемых или хранящихся на объекте

опасных (взрывоопасных), взрывчатых, ядовитых сильнодействующих веществах, необходимые для обеспечения безопасности личного состава.

В данной главе рассмотрены вредные и опасные факторы, которые возникают в процессе работы оператора дизельной электростанции при работе на рабочем месте и в рабочей зоне. В целях предупреждения загрязнения воздуха и почвы нефтепродуктами в процессе строительства и эксплуатации дизельной электростанции разработаны мероприятия по охране окружающей среды. Проведен анализ возможных чрезвычайных ситуаций на объекте, из которых наиболее вероятными являются пожар и аварии на оборудовании, разработаны основные противопожарные мероприятия.

## Заключение

В соответствии с целью данной выпускной квалификационной работы был проведен расчет дизельной электрической станции, а именно выбор генерирующего оборудования, схемы распределительного устройства, выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, измерительной подсистемы.

Расчет проводился в несколько этапов.

На первом этапе был проведен анализ энергосистемы, определена потребность в замене изношенного оборудования, приблизительно определена требуемая мощность проектируемой электростанции.

На втором этапе по известному суточному графику нагрузки определены варианты построения ДЭС, по методу приведенных годовых затрат определен оптимальный вариант построения ДЭС (4 генератора по 700 кВт). Для расчета приведенных годовых затрат разработан программный продукт, который по введенному суточному графику нагрузки автоматически вычисляет оптимальный вариант построения ДЭС. Программа имеет визуальный интерфейс и не требует от пользователя никаких специальных знаний.

На третьем этапе по расчетным токам продолжительного режима и трехфазного короткого замыкания были выбраны коммутационные аппараты, токоведущие части, схема распределительного устройства, аппараты измерительной подсистемы. В качестве схемы распределительного устройства 6–10 кВ выбрана схема с одной секционированной системой шин. Распределительное устройство выполняется комплектным, тип комплектного устройства КРУ D-12P «Классика». В комплектных устройствах данного типа применяется вакуумные выключатели ВВ/TEL. Выбран выключатель ВВ/TEL-10-12,5/630-У2. Токоведущие соединения от дизельных генераторов до распределительного устройства выполнены кабельными линиями ПвБП-3х35/16. Соединения, отходящие от проектируемой ДЭС к подстанции существующего комплекса, выполнены кабельными линиями АПвБП-3х240/25.

В главе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» проведен анализ существующих методов экономической

оценки эффективности инвестиций. По методу приведенных годовых затрат рассчитана стоимость трех вариантов построения ДЭС, в качестве расчетного принят вариант, требующий наименьших затрат. Приведенные затраты наиболее выгодного варианта составляют 59180 тыс. рублей.

В главе «Социальная ответственность» исследованы вредные и опасные факторы на рабочем месте и в рабочей зоне оператора дизельной электростанции. Рассмотрены вопросы охраны окружающей среды в процессе строительства и эксплуатации ДЭС. Проанализированы возможные ЧС на объекте, более подробно рассмотрены противопожарные мероприятия, так как пожар является наиболее вероятной ЧС на данном объекте.

## Список публикаций

1. Публикация доклада «Имитационное моделирование энергетических характеристик ветротурбин в программной среде MATLAB» в сборнике трудов I Международного молодежного форума «Интеллектуальные энергосистемы» Томск-2013.
2. Публикация доклада «Применение Model-Based Calibration Toolbox для моделирования характеристик ветротурбин» в сборнике трудов XIX международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Современная техника и технологии» Томск-2013.
3. Публикация доклада «История и современное состояние ветроэнергетики в России» в сборнике трудов XIV международного студенческого научно-технического семинара «Энергетика: эффективность, надежность, безопасность» Томск-2012.

## Список литературы

1. Нормы технологического проектирования дизельных электростанций // Утверждены Минэнерго СССР. Протокол от 19 июля 1990 г. N 38
2. ГОСТ 13822-82 Электроагрегаты и передвижные электростанции, дизельные. Общие технические условия
3. ГОСТ 23377-84 Электроагрегаты и передвижные электростанции с двигателями внутреннего сгорания. Общие технические требования
4. ООО «Промышленные силовые машины» <http://www.powerunit.ru>
5. ООО «Энерго-Статус» <http://energo-status.ru>
6. ГОСТ 20439-87 Электроагрегаты и передвижные электростанции с двигателями внутреннего сгорания. // Требования к надежности и методы контроля
7. «Методики расчета нормативов удельных расходов топлива по дизельным электростанциям»
8. Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. Электрооборудование станций и подстанций. Учебник для техникумов. 3-е издание. Москва, Энергоатомиздат, 1987.
9. Н.Н. Никифоровский, Б.И. Норневский. Судовые электрические станции. Издание второе, переработанное. Москва, Транспорт, 1974.
10. Г.Н. Ополева. Схемы и подстанции электроснабжения. Москва, Форум Инфра-М, 2009.
11. Комплектное распределительное устройство напряжением 6-10 кВ «Классика» серии D-12P. Руководство по эксплуатации. [www.krueita.com](http://www.krueita.com)
12. Правила устройства электроустановок. Издание седьмое. 2003, 496с.
13. Ануфриев, Смирнов, Смирнова, MATLAB 7, 2005-1080с.
14. Н.В. Нагорная. Экономика энергетики. Учебное пособие. Дальневосточный государственный технический университет. – Владивосток: Изд-во ДВГТУ, 2007. – 157 с.



15. Власова В.М. Методы оценки эффективности инвестиций // Некоммерческое партнерство Центр дистанционного образования «Элитариум» (Санкт-Петербург), <http://www.elitarium.ru/>

16. Дасковский В.Б., Киселёв В.Б. Особенности оценки эффективности инвестиций в экономике переходного периода // Пищевая промышленность. - М.2005. № 1,2.

17. Дасковский В.Б., Киселёва В.Б., Ошибочная суть метода дисконтирования // Опубликовано в журнале Экономист №3 2007, <http://www.niec.ru/Articles/016.htm>

18. Справочник по проектированию электрических сетей. Под редакцией Д.Л.Файбисовича. – М.:Изд-во НЦ ЭНАС, 2005 – 320 с. ил.