

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

Институт Энергетический институт
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Кафедра Электроэнергетических систем

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы			
Проектирование дизельной электростанции в составе ПС «Игольская» Томской области			
УДК 621.311.23.001.63			
Студент			
Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Б	Васильев Владислав Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Разживин И.А.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Потехина Н. В.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Амелькович Ю.А.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭЭС	Сулайманов А. О.	к.т.н., доцент		

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

Институт Энергетический институт
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Кафедра Электроэнергетические системы

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой ЭЭС
_____ Сулайманов А. О.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
5А3Б	Васильеву Владиславу Владимировичу

Тема работы:

Проектирование дизельной электростанции в составе ПС «Игольская» Томской области	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 3275/с от 11.05.2017

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.17
--	----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(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.).</i></p>	Объектом проектирования является дизельная электростанция. Исходными данными являются мощность турбогенераторов ГТЭС, данные по энергосистеме и линиям связи с ней.
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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>	В данной ВКР будет спроектирована дизельная электростанция собственных нужд мощностью 3 МВт. Дополнительными разделами будет проведен расчет разделов финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение и социальная ответственность.
<p>Перечень графического материала</p>	Расчётные графики нагрузок, структурные схемы, схемы замещения.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Амелькович Юлия Александровна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Потехина Нина Васильевна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.02.17
--	----------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Разживин Игорь Андреевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Б	Васильев Владислав Владимирович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5А3Б	Васильеву В.В.

Институт	ЭНИН	Кафедра	ЭЭС
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость топлива 32.3 Оклад руководителя – 26 300 р. Оклад инженера – 17 000 р.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	20 % надбавки 16% накладные расходы 30% районный коэффициент
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	27,1 % отчисления на социальные нужды

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Анализ конкурентоспособности технического решения с позиции ресурсоэффективности
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Формирование плана и графика разработки : - определение структуры работ; - определение трудоемкости работ; - разработка графика Гантта. Формирование бюджета затрат НИ: - заработная плата (основная и дополнительная); - отчисления на социальные цели; - амортизация на оборудование; - накладные расходы.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет капитальных затрат в ДЭС. Определение себестоимости 1 кВтч.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений</i>	
2. <i>Календарный план-график проведения проектирования</i>	
3. <i>Бюджет затрат на проектирование</i>	
4. <i>Капитальные вложения в ДЭС</i>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Потехина Н.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Б	Васильев В.В.		

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5А3Б	Васильеву Владиславу Владимировичу

Институт	ЭНИН	Кафедра	ЭЭС
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является Дизельная электростанция собственных нужд в составе ПС «Игольская»
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; 	<p>Необходимо проанализировать основные вредные факторы энергетического комплекса:</p> <ul style="list-style-type: none"> – несоответствие нормам условий микроклимата; – шум; – освещение; – электромагнитные поля.
<p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности; – термические опасности; – электробезопасность. 	<p>Необходимо проанализировать основные опасные факторы энергетического комплекса:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности; – термические опасности; – электрическая опасность; – заземление электроустановок; – молниезащита сооружений.
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); 	<p>Необходимо рассмотреть влияние энергетического комплекса на окружающую среду и предложить мероприятия по предупреждению загрязнений.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Необходимо рассмотреть наиболее вероятные ЧС возможные в данном энергетическом комплексе и предложить мероприятия для повышения безопасности.</p>

<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Необходимо рассмотреть мероприятия при компоновке рабочей зоны, а также правовые вопросы безопасности трудовой деятельности.</p>
--	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭБЖ	Амелькович Юлия Александровна	кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Б	Васильев Владислав Владимирович		

Запланированные результаты обучения по программе

Код результата	Результат обучения
<i>Общекультурные компетенции</i>	
P1	Способность понимать и анализировать социальные и экономические проблемы и процессы; готовность применять базовые методы гуманитарных, социальных и экономических наук в различных видах профессиональной и социальной деятельности.
P2	Демонстрировать понимание сущности и значения информации в развитии современного общества, владение основными методами, способами и средствами получения, хранения, переработки информации; использование современных технических средств и информационных технологий в профессиональной области для решения коммуникативных задач.
P3	Способность самостоятельно применять методы и средства познания, обучения и самоконтроля; осознавать перспективность интеллектуального, культурного, нравственного, физического и профессионального саморазвития и самосовершенствования; уметь критически оценивать свои достоинства и недостатки.
P4	Способность эффективно работать индивидуально и в качестве члена команды, демонстрируя навыки руководства коллективом исполнителей, в том числе над междисциплинарными проектами; уметь проявлять личную ответственность, приверженность профессиональной этике и нормам ведения профессиональной деятельности.
P5	Демонстрировать знание социальных, правовых, культурных и экологических аспектов профессиональной деятельности, знание вопросов охраны здоровья, безопасности жизнедеятельности и труда на электроэнергетических и электротехнических производствах.
P6	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе на иностранном языке; анализировать существующую и разрабатывать самостоятельно техническую документацию; четко излагать и защищать результаты профессиональной деятельности.
<i>Общепрофессиональные компетенции</i>	
P7	Способность применять основные законы естественнонаучных дисциплин, методы математического анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования в профессиональной деятельности с целью моделирования элементов, систем и объектов электроэнергетики и электротехники.
P8	Способность применять стандартные методы расчета и средства автоматизации проектирования; принимать участие в выборе и проектировании элементов, систем и объектов электроэнергетики и электротехники в соответствии с техническими заданиями.
P9	Способность применять современные методы разработки энергосберегающих и экологически чистых технологий, обеспечивающих безопасность жизнедеятельности людей и их защиту от возможных последствий аварий, катастроф и стихийных бедствий; применять способы рационального использования сырьевых, энергетических и других видов ресурсов на электроэнергетическом и электротехническом производствах.
P10	Готовностью обеспечивать соблюдение производственной и трудовой дисциплины на электроэнергетическом и электротехническом производствах; осваивать новые технологические процессы производства продукции; обеспечивать соблюдение заданных параметров технологического процесса и качества продукции.
P11	Способность проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных решений; выполнять организационно-плановые расчеты по созданию или реорганизации производственных участков, планировать работу персонала и фондов оплаты труда; определять и обеспечивать эффективные режимы технологического процесса.
P12	Способность проводить эксперименты по заданным методикам с обработкой и анализом результатов; планировать экспериментальные исследования; применять методы стандартных испытаний электрооборудования, объектов и систем электроэнергетики и электротехники.

Код результата	Результат обучения
P13	Способность участвовать в работе над инновационными проектами, используя базовые методы исследовательской деятельности на основе систематического изучения научно-технической информации, отечественного и зарубежного опыта, патентных исследований по соответствующему профилю подготовки.
P14	Способностью к монтажу, регулировке, испытаниям, сдаче в эксплуатацию, наладке и опытной проверке электроэнергетического и электротехнического оборудования.
P15	Готовность осваивать новое электроэнергетическое и электротехническое оборудование; проверять техническое состояние и остаточный ресурс оборудования и организации профилактических осмотров и текущего ремонта.
P16	Способность разрабатывать рабочую проектную и научно-техническую документацию, выполнять проектно-конструкторские работы в соответствии со стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами; использовать нормативные документы по качеству, стандартизации и сертификации электроэнергетических и электротехнических объектов, организовывать метрологическое обеспечение; подготавливать документацию для создания системы менеджмента качества; составлять оперативную документацию, предусмотренную правилами технической эксплуатации оборудования и организации работы.
<i>Специальные профессиональные компетенции Профиль «Электрические станции»</i>	
P7	Способностью моделировать режимы работы электроэнергетических станций и подстанций с использованием профессиональных программ; проводить экспериментальные исследования функционирования элементной базы системной автоматики.
P8	Способностью определить параметры электрической станции; оценивать надёжность работы проектируемой станции.
P9	Способностью оценивать влияние аварийных ситуаций в энергосистемах на безопасность жизнедеятельности людей; последствия от прекращения электроснабжения на функционирование предприятий и возможного ущерба.
P10	Способностью обеспечить соблюдение рассчитанных параметров при строительстве станции, отладке релейной защиты и противоаварийной автоматики; проводить работы по сертификации устройств автоматики энергосистем.
P11	Способностью планировать работу персонала и фондов оплаты труда при разработке электрической станции и включении её в электроэнергетическую систему.
P12	Способностью использовать современную аппаратуру для измерения режимных параметров.
P13	Готовностью к участию в исследовательских работах и внедрению результатов выполненных исследований по автоматизации энергообъектов.
P14	Готовностью к участию в работе по монтажу и наладке устройств на электростанции. Способностью к участию в натурных испытаниях и сдаче в эксплуатацию смонтированного оборудования электростанции.
P15	Способностью к обслуживанию устройств автоматики на электростанциях; способностью к оценке состояния и условий эксплуатации оборудования энергообъекта.
P16	Способностью к проведению анализа результатов работы и составлению отчетной документации.

ОГЛАВЛЕНИЕ

- Реферат **Ошибка! Закладка не определена.**
- ВВЕДЕНИЕ **Ошибка! Закладка не определена.**
1. АНАЛИЗ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ **Ошибка! Закладка не определена.**
- 1.1 Электростанции-генерирующая часть энергосистемы..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- 1.2 Подстанции томской энергосистемы и их особенности **Ошибка! Закладка не определена.**
- 1.3 Перспективы развития **Ошибка! Закладка не определена.**
2. ВЫБОР ДИЗЕЛЬНЫХ ГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ ПС «ИГОЛЬСКАЯ» ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ **Ошибка! Закладка не определена.**
- 2.1 Нормативно-правовые акты в области проектирования дизельных электростанций..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- 2.2 Устройство и классификация ДЭС..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- 2.3 Выбор расчётного графика нагрузки **Ошибка! Закладка не определена.**
- 2.4 Выбор количества и мощности дизельных генераторов **Ошибка! Закладка не определена.**
- 2.5 Определение годовых эксплуатационных затрат ..**Ошибка! Закладка не определена.**
- 2.6 Основные решения по проектированию **Ошибка! Закладка не определена.**
3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ УСЛОВИЙ ДЛЯ ВЫБОРА АППАРАТУРЫ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ ДЭС **Ошибка! Закладка не определена.**
- 3.1 Определение расчетных условий по продолжительным режимам **Ошибка! Закладка не определена.**
- 3.2 Определение расчетных условий по режимам трехфазных коротких замыканий **Ошибка! Закладка не определена.**
4. ВЫБОР СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- 4.1 Выбор вида схемы **Ошибка! Закладка не определена.**
- 4.2 Выбор исполнения распределительного устройства ..**Ошибка! Закладка не определена.**

4.3	Выбор коммутационных аппаратов..	Ошибка! Закладка не определена.
4.4	Выбор токоведущих частей.....	Ошибка! Закладка не определена.
5.	ПРОЕКТИРОВАНИЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ ПОДСИСТЕМЫ.....	Ошибка! Закладка не определена.
5.1	Выбор измерительных приборов	Ошибка! Закладка не определена.
5.2	Выбор измерительных трансформаторов тока.....	Ошибка! Закладка не определена.
5.3	Выбор измерительных трансформаторов напряжения.....	Ошибка! Закладка не определена.
5.4	Размещение оборудования	Ошибка! Закладка не определена.
6	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	83
6.1	Анализ конкурентных технических решений.....	83
6.2	Планирование работ по проектированию	84
6.2.1	Структура работ в рамках проектирования	84
6.2.2	Определение трудоемкости выполнения работ.....	85
6.2.3	Разработка графика проведения проектирования	86
6.3	Бюджет затрат на проектирование.....	88
6.3.1	Расчет материальных затрат проектирования	88
	Из таблицы видно, что материальные затраты для проектирования составляют 305 рублей.	89
6.3.2	Затраты на заработную плату исполнителей темы	89
6.3.3	Отчисления в социальные фонды	90
6.3.4	Амортизация.....	90
6.3.5	Накладные расходы	91
6.3.6	Формирование бюджета затрат на проектирование.....	91
6.4	Капитальные затраты.....	92
6.4.1	Капитальные вложения.....	92
6.4.2	Определение себестоимости 1 кВтч	93
7.1	Производственная безопасность	95
7.1.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	95
7.1.2	Анализ выявленных опасных факторов.....	103

7.2 Экологическая безопасность.....	106
7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	108
7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	110
Заключение	113
Список литературы	115

Реферат

Выпускная квалификационная работа–107с., 11 рис., 25 табл.,18 источников, 4 прил.

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

Объектом исследования является: энергокомплекс газотурбинных электростанций Игольско-талового нмр.

Цель работы – проектирование дизельной электростанции мощностью 3000 кВт, выбор основного оборудования, разработка основных решений по размещению оборудования.

Выпускная квалификационная работа выполнена с помощью программ MS Excel, MS Visio, 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 собственных нужд ГТЭС «Игольская» и ГТЭС 2х6 «Игольская» игольско-талового нефтяного месторождения. 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 И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

1.1 Электростанции-генерирующая часть энергосистемы

По состоянию на 31 декабря 2016 года суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Томской области единичной мощностью 5 МВт и выше, работающих параллельно на общую сеть составила 1119,9 МВт.

Централизованное электроснабжение потребителей Томской области осуществляется девятью электростанциями, три из которых находятся в ведении АО «Томская генерация»:

- Томская ГРЭС-2, установленной мощностью 331 МВт;
- Томская ТЭЦ-3, установленной мощностью 140 МВт;
- Томская ТЭЦ-1, установленной мощностью 14,7 МВт.

Суммарная установленная мощность электростанций АО «Томская генерация» составляет 485,7 МВт (43,37% от суммарной установленной мощности энергосистемы).

В городе Северске на параллельной работе с энергосистемой функционирует ТЭЦ АО «СХК», установленной мощностью 549,0 МВт (49,02% от суммарной установленной мощности энергосистемы), принадлежащая Госкорпорации «Росатом». В городе Томске функционирует Вспомогательная котельная ООО "Томскнефтехим" установленной мощностью 17,7 МВт (1,58% от суммарной установленной мощности энергосистемы) .

Оставшиеся четыре электростанции являются электростанциями предприятий нефтегазодобывающей отрасли, три из которых принадлежат ОАО «Томскнефть» ВНК, суммарной установленной мощностью 60,0 МВт (5,36% от суммарной установленной мощности энергосистемы), одна

принадлежит ОАО "Томскгазпром", установленной мощностью 7,5 МВт (0,67% от суммарной установленной мощности энергосистемы).

Перечень существующих электростанций единичной мощностью 5 МВт и выше, осуществляющих централизованное электроснабжение потребителей Томской области приведён в таблице 1

Структура установленной мощности электростанций по принадлежности к энергокомпаниям показана на рисунке 1

Таблица 1 - Состав существующих электростанций Томской области единичной мощностью 5 МВт и выше

Наименование электростанции	Установленная мощность на 31.12.2016 г., МВт	% от суммарной мощности
Томская ГРЭС-2 (АО "Томская генерация")	331,0	29,6%
Томская ТЭЦ-3 (АО "Томская генерация")	140,0	12,5%
Томская ТЭЦ-1 (АО "Томская генерация")	14,7	1,3%
ИТОГО по станциям АО "Томская генерация"	485,7	43,4%
ТЭЦ АО "СХК" (Госкорпорация «Росатом»)	549,0	49,0%
ГТЭС 2х6 МВт Игольско-Талового нмр (ОАО «Томскнефть» ВНК)	12,0	1,1%
ГТЭС Игольско-Талового нмр (ОАО «Томскнефть» ВНК)	24,0	2,1%
ГТЭС Двуреченская (ОАО «Томскнефть» ВНК)	24,0	2,1%

Итого по станциям ОАО «Томскнефть» ВНК	60,0	5,4%
Мыльджинская ГДЭС (ОАО "Томскгазпром")	7,5	0,7%
Вспомогательная котельная (ООО «Томскнефтехим»)	17,7	1,6%
Итого по энергосистеме Томской области	1119,9	100,0%

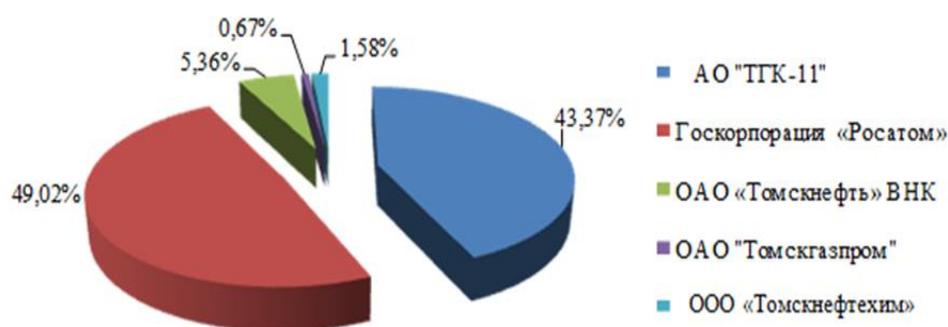


Рисунок 1 – Структура установленных мощностей электростанций Томской области по принадлежности к энергокомпаниям

Суммарная выработка электроэнергии электростанциями энергосистемы Томской области единичной мощностью 5 МВт и выше, осуществляющих централизованное электроснабжение потребителей в 2016 году составила 4734,0,6 млн.кВт.ч.

В таблице 2 приведён состав электрогенерирующего оборудования электростанций энергосистемы Томской области.

Таблица 2 - Состав электрогенерирующего оборудования электростанций энергосистемы Томской области

Ст. №	Тип (марка турбины), станционный номер	Завод-изготовитель	Год ввода	Установ. электрич. мощность, МВт	Тепловая мощность Гкал/ч
	<i>Томская ГРЭС-2</i>			331	650
2	T-50/60-8.8	Турбомоторный завод (ОАО), г. Екатеринбург	2009	50,0	81,3
3	T-43(50)-90-2M	Ленинградский металлический завод, Силовые машины (ОАО), г. Санкт-Петербург	1953	43,0	81,0
5	T-43(50)-90-2M	Ленинградский металлический завод, Силовые машины (ОАО), г. Санкт-Петербург	1958	43,0	81,0
6	ПТ-25-90/10	Турбомоторный завод (ОАО), г. Екатеринбург	1959	25,0	88,6
7	ПТ-60-90/13	Ленинградский металлический завод, Силовые машины (ОАО), г. Санкт-Петербург	1960	60,0	143,0
8	T- 110/125-130-8	Турбомоторный завод (ОАО), г. Екатеринбург	1997	110,0	175,0
	<i>Томская ТЭЦ-3</i>			140	310
1	ПТ-140/165-130/15-3	Турбомоторный завод (ОАО), г. Екатеринбург	1996	140,0	310,0

Продолжение таблицы 2

Ст. №	Тип (марка турбины), станционный номер	Завод-изготовитель	Год ввода	Установ. электрич · мощност ь, МВт	Тепловая Ошибка! Гкал/ч
	<i>Томская ТЭЦ-1</i>			14,7	
1	T 130 GS	Turbomach	2012	14,7	-
	<i>ТЭЦ АО «СХК»</i>			549	1179
1	BT-25-4	ЛМЗ	1953	25	76
2	ВПТ-25-3	ЛМЗ	1953	25	91,5
6	ВК-50-2М	ЛМЗ	1955	50	110
7	ВПТ-25-3	ЛМЗ	1956	25	91,5
9	P-12-90/16M	КТЗ	1982	12	90
10	T-115-8.8	ЛМЗ	2008	100	156
11	ВКТ-100М	ХТГЗ	1959	100	158
12	ВКТ-100М	ХТГЗ	1959	100	158
14	ВКТ-100М	ХТГЗ	1961	100	158
15	P-12-90/16M	КТЗ	1988	12	90
	<i>ГТЭС Игольско-Талового нмр</i>			24	
1	ГТЭ-6,3/МС	АО "Мотор Сич"	2004	6	
2	ГТЭ-6,3/МС	АО "Мотор Сич"	2004	6	
3	ГТЭ-6,3/МС	АО "Мотор Сич"	2004	6	
4	ГТЭ-6,3/МС	АО "Мотор Сич"	2004	6	

	<i>ГТЭС 2х6 МВт Игольско- Талового нмр</i>			<i>12</i>	
1	ГТД-6/PM	ОАО "Сатурн - Газовые турбины"	2011	6	
2	ГТД-6/PM	ОАО "Сатурн - Газовые турбины"	2011	6	
	<i>ГТЭС Двуреченская</i>			<i>24</i>	
1	ГТД-6/PM	ОАО "Сатурн - Газовые турбины"	2014	6	
2	ГТД-6/PM	ОАО "Сатурн - Газовые турбины"	2014	6	
3	ГТД-6/PM	ОАО "Сатурн - Газовые турбины"	2014	6	
4	ГТД-6/PM	ОАО "Сатурн - Газовые турбины"	2014	6	
	<i>Вспомогательная котельная</i>			<i>17,7</i>	
1	FG-H120/135-50	Fuji Electric Co.,Ltd	1989	17,7	

1.2 Подстанции томской энергосистемы и их особенности

К наиболее крупным узлам нагрузки энергосистемы Томской области относятся следующие подстанции:

- ПС 500/220/10 кВ Томская. На подстанции установлены два автотрансформатора 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА каждый (срок службы 42 года).

- ПС 220/110/35/10 кВ Восточная. На подстанции установлены два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый, (срок службы 39 и 36 лет), три трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый (в эксплуатации 32, 31 и 2 года).

- ПС 220/110/10 кВ Зональная. На подстанции установлены два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый (срок службы 22 и 2 года).

- ПС 220/110/35/6 кВ Советско-Соснинская. На подстанции установлены два автотрансформатора 220/110/10 кВ и один автотрансформатор 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый (срок службы двух автотрансформаторов 34 года, третьего – 33 года);

- ПС 220/110/10 кВ Чапаевка. На подстанции установлены три автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый (срок службы 38 лет). В работе находятся два автотрансформатора, один автотрансформатор в резерве;

- ПС 220/110/10 кВ Парабель. На подстанции установлены три автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый (срок службы двух автотрансформаторов 42 года, третьего – 25 лет).

Перечень основных крупных узлов нагрузки энергосистемы Томской области приведен в таблице 3

Таблица – 3

№ п/п	Наименование энергоузла	Зимний замер максимума нагрузки, МВт					Резерв мощности центра питания, МВт
		2009	2010	2011	2012	2013	
1.	ПС 220 кВ						

№ п/п	Наименование энергоузла	Зимний замер максимума нагрузки, МВт					Резерв мощности центра питания, МВт
		2009	2010	2011	2012	2013	
	Восточная						
	220 кВ	149,9	158	164	167	160	
	110 кВ	149,9	158	164	167	160	40
	35 кВ	31,1	39,6	39	31,4	37	25
	10 кВ	33,7	34,3	35	36,4	35	15
	ПС 220 кВ Зональная						
2.	220 кВ	98,4	107, 3	110	129	110	
	110 кВ	98,4	107, 3	110	129	110	50
	ПС 220 кВ Чапаевка						
3.	220 кВ	68,1	66,4	62,3	57	55	
	110 кВ	67,5	65,7	61,6	57	55	56,6
	10 кВ	0,6	0,7	0,7	0,5	0,5	29,9
	ПС 220 кВ Парабель						
4.	220 кВ	115,2	110	120,7	131	118	
	110 кВ	101,8	91,9	106,8	116	102	0
	10 кВ	13,4	18,1	13,9	14,7	12	0
5.	ПС 220 кВ Советско- Соснинская						

№ п/п	Наименование энергоузла	Зимний замер максимума нагрузки, МВт					Резерв мощности центра питания, МВт
		2009	2010	2011	2012	2013	
	220 кВ	134,6	140, 3	134	136,5	144	
	110 кВ	134,6	140, 3	134	136,5	144	0
	35 кВ	55,6	54,5	51	51,1	54	0
	6 кВ	10,1	12,6	12,5	9,8	12	0
6.	ПС 500 кВ Томская						
	500 кВ	274,2	Ошибк	277	378,4	297	нет данных
	220 кВ	273,7	273, 1	276,5	377,8	297	
	10 кВ	0,5	0,4	0,5	0,6	0,5	

1.3 Перспективы развития

В ближайшие годы на территории Томской области будет реализован ряд крупных инвестиционных проектов в добывающих и обрабатывающих отраслях. Среди них развитие нефтедобычи, разработка Бакчарского месторождения, создание особой экономической зоны в Томске, строительство новых заводов. Эти энергоемкие проекты потребуют ввода новых генерирующих и сетевых мощностей.

Для покрытия роста электропотребления и обеспечения надежного энергоснабжения, планируется увеличить установленную мощность Томской

энергосистемы на 1184 МВт по электрической и 226 Гкал/час по тепловой мощности. Общий объем инвестиций в развитие электроэнергетического комплекса Томской области превысит 103 млрд. рублей, из которых свыше 67 млрд. рублей будет направлено на развитие генерации, а 36 млрд. рублей – в электросетевой комплекс. В частности, уже в этом году будет завершён проект устройства турбоустановки мощностью 50 МВт на Томской ГРЭС-2. Долгосрочные перспективы развития энергосистемы региона связаны с планами строительства Бакчарской ТЭС мощностью 660 МВт и двух энергоблоков на Томской ТЭЦ-3 общей мощностью 450 МВт.

2. ВЫБОР ДИЗЕЛЬНЫХ ГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ ПС «ИГОЛЬСКАЯ» ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ.

2.1 Нормативно-правовые акты в области проектирования дизельных электростанций

Использованы ссылки на следующие законодательные акты и стандарты:

Федеральный закон от 30 марта 1999 № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»

Федеральный закон от 26 июня 2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»

Федеральный закон от 10 января 2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»

Федеральный закон от 29 декабря 2004 № 190-ФЗ Градостроительный кодекс Российской Федерации

Постановление Правительства РФ № 854 от 27 декабря 2004 г. «Об Правилах оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике»

ГОСТ Р 1.0-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения

ГОСТ Р 1.4-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения

ГОСТ Р 1.5-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила построения, изложения, оформления и обозначения

ГОСТ 10150-88 Двигатели судовые, тепловозные и промышленные. Общие технические условия

ГОСТ 10511-83 Системы автоматического регулирования частоты вращения (САРЧ) судовых, тепловозных и промышленных дизелей. Общие технические требования

ГОСТ 12.1.002-84 Система стандартов безопасности труда. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах

ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.019-79 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.007.0-75 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.063-81 Система стандартов безопасности труда. Арматура промышленная трубопроводная. Общие требования безопасности

ГОСТ 13822-82 Электроагрегаты и передвижные электростанции дизельные. Общие технические условия

ГОСТ 14228-80 Дизели и газовые двигатели автоматизированные. Классификация по объему автоматизации

ГОСТ 1667-68 Топливо моторное для среднеоборотных и малооборотных дизелей. Технические условия

ГОСТ 18477-79 Контейнеры универсальные. Типы, основные параметры и размеры

ГОСТ 19431-84 Энергетика и электрификация. Термины и определения

ГОСТ 20448-90 Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия
ГОСТ 24291-90 Электрическая часть электростанции и электрической сети.

Термины и определения ГОСТ 27577-2000 Газ природный топливный компримированный для двигателей внутреннего сгорания. Технические условия

ГОСТ 29076-91 Дизели судовые, тепловозные и промышленные. Требования к пожарной безопасности
ГОСТ 305-82 Топливо дизельное. Технические условия

ГОСТ 30773-2001 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла. Основные положения

ГОСТ 5542-87 Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия

ГОСТ Р 50571.1-93 Электроустановки зданий. Основные положения

ГОСТ Р 50761-95 Дизели судовые, тепловозные и промышленные. Общитребования безопасности

ГОСТ Р 50783-95 Электроагрегаты и передвижные электростанции с двигателями внутреннего сгорания. Общие технические требования

ГОСТ Р 51249-99 Дизели судовые, тепловозные и промышленные. Выбросы вредных веществ с отработавшими газами. Нормы и методы определения

ГОСТ Р 51250-99 Дизели судовые, тепловозные и промышленные. Дымностьотработавших газов. Нормы и методы определения

СТО 70238424.27.100.055-2009 Дизельные и газопоршневые электростанции. Условия поставки. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.056-2009 Дизельные и газопоршневые электростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.057-2009 Дизельные и газопоршневые электростанции. Условия предоставления продукции. Нормы и требования.

2.2 Устройство и классификация ДЭС

Дизель-электрические станции применяют в качестве автономного, резервного или аварийного источника электропитания потребителей электроэнергии как в стационарных условиях, так и в передвижных установках (на автомобилях, прицепах, энергопоездах).

Основным элементом передвижных и стационарных ДЭС является дизель-генератор, собранный на общей сварной раме. Первичный двигатель-дизель и генератор, который служит для преобразования механической энергии двигателя в электрическую, соединены между собой жесткой муфтой.

В качестве первичных двигателей в основном применяются бескомпрессорные четырех- и двухтактные дизели мощностью 5-2000 л.с., имеющие частоту вращения 375-1500 об/мин. Дизели комплектуются синхронными генераторами трехфазного переменного тока.

Помимо дизель-генератора ДЭС включает в себя :

- Системы охлаждения дизеля с насосами, баками и трубопроводами;
- Системы питания топливом дизеля с топливными баками, насосами и трубопроводами;
- Системы смазки дизеля с масляными баками, масляными радиаторами, насосами и маслопроводами;

- Системы запуска дизеля с электрическим стартером, аккумуляторной батареей и зарядным генератором или воздушным с баллонами, компрессором, пусковыми клапанами и трубопроводами;

- Системы подогрева дизеля с подогревателями, лампами и змеевиками для подогрева, отопительно-вентиляционными установками;

- Щиты управления, защиты и сигнализации дизель-генераторов с комплектом соединительных кабелей;

- Щиты распределения электроэнергии от ДЭС к потребителю;

- Аккумуляторную батарею с выпрямителями для ее подзаряда, которая служит для запуска дизеля и питания постоянным током схем управления, сигнализации, цепей возбуждения.

По назначению ДЭС делят на основные, резервные и аварийные.

2.3 Выбор расчётного графика нагрузки

Выбранный годовой график нагрузки и график потребления мощности на собственные нужды ГТЭС «Игольская» изображены на рисунках 2 и 3

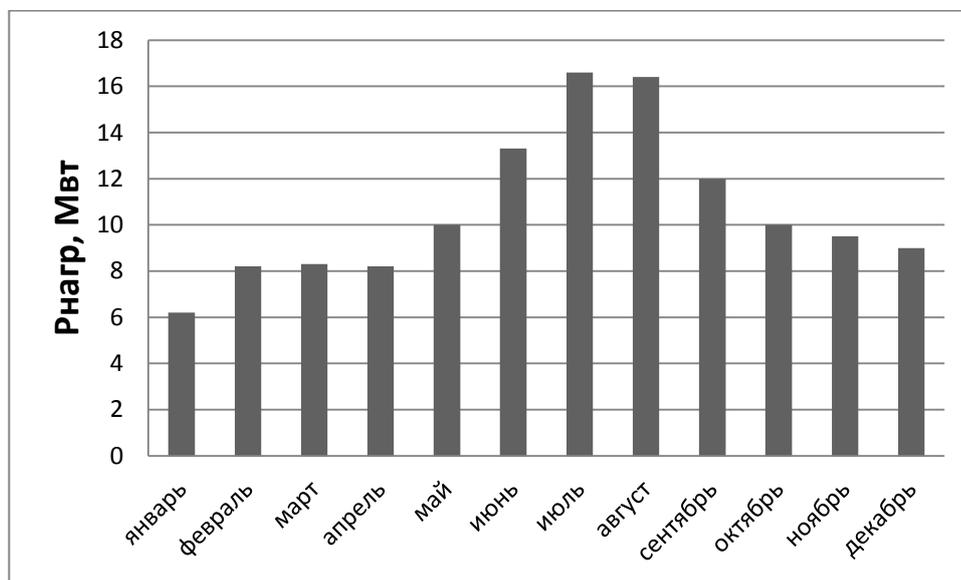


Рисунок 2 – Годовой график нагрузки

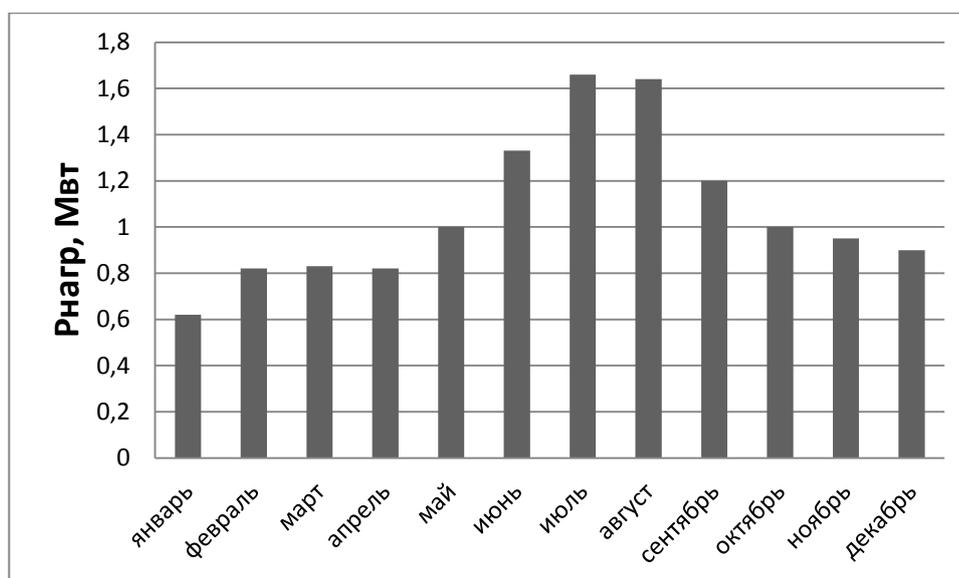


Рисунок 3 – Собственные нужды ГТЭС

2.4 Выбор количества и мощности дизельных генераторов

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

ремонт. 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.

Номинальные мощности электроагрегатов и электростанций определены из государственных стандартов [2, 3] и соответствуют общепромышленным

стационарным электроагрегатам и дизельным электростанциям трехфазного переменного тока.

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

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

$$P_{\text{сумм}} \geq 1,25 \cdot P_{\text{макс}} \quad (2.1)$$

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.

С учётом данных положений принято решение, для покрытия собственных нужд ГТЭС «Игольская» выбрать 6 ДГУ с номинальной мощностью каждой 500 кВт.

2.5 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:

$$И = И_{\text{т}} + И_{\text{обсл}} \quad (2.2)$$

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:

$$D_T = I_T / I \quad (2.3)$$

где D_T – 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:

$$m = \min \{ 0,8 \cdot m \cdot P_{\text{ном}} \geq P_{\text{потр}} \} \quad (2.4)$$

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:

$$G_{Ti} = g_{T(\text{ном})} \cdot K_{\text{изн}} \cdot K_{\text{реж}i} \cdot \Theta_{\text{выпр}i} \cdot 10^{-3} \quad (2.5)$$

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

$$K_{\text{реж}i} = \frac{g_{\text{T}i}}{g_{\text{T(ном)}}} \quad (2.6)$$

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

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

$$\mathcal{E}_{\text{выр}i} = \frac{P_{\text{потр}i} \cdot t_i}{m} \quad (2.7)$$

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:

$$G_{\text{T}} = \sum_i m \cdot G_{\text{T}i} \quad (2.8)$$

Выражения (2.1)-(2.8) позволяют рассчитать режимные показатели ДЭС с разным типоразмером силовых агрегатов на каждой ступени суточного графика нагрузки.

2.6 Основные решения по проектированию

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

Структурная схема энергокомплекса ГТЭС «Игольская» с учетом включения в его структуру проектируемой ДЭС представлена на рисунке 4

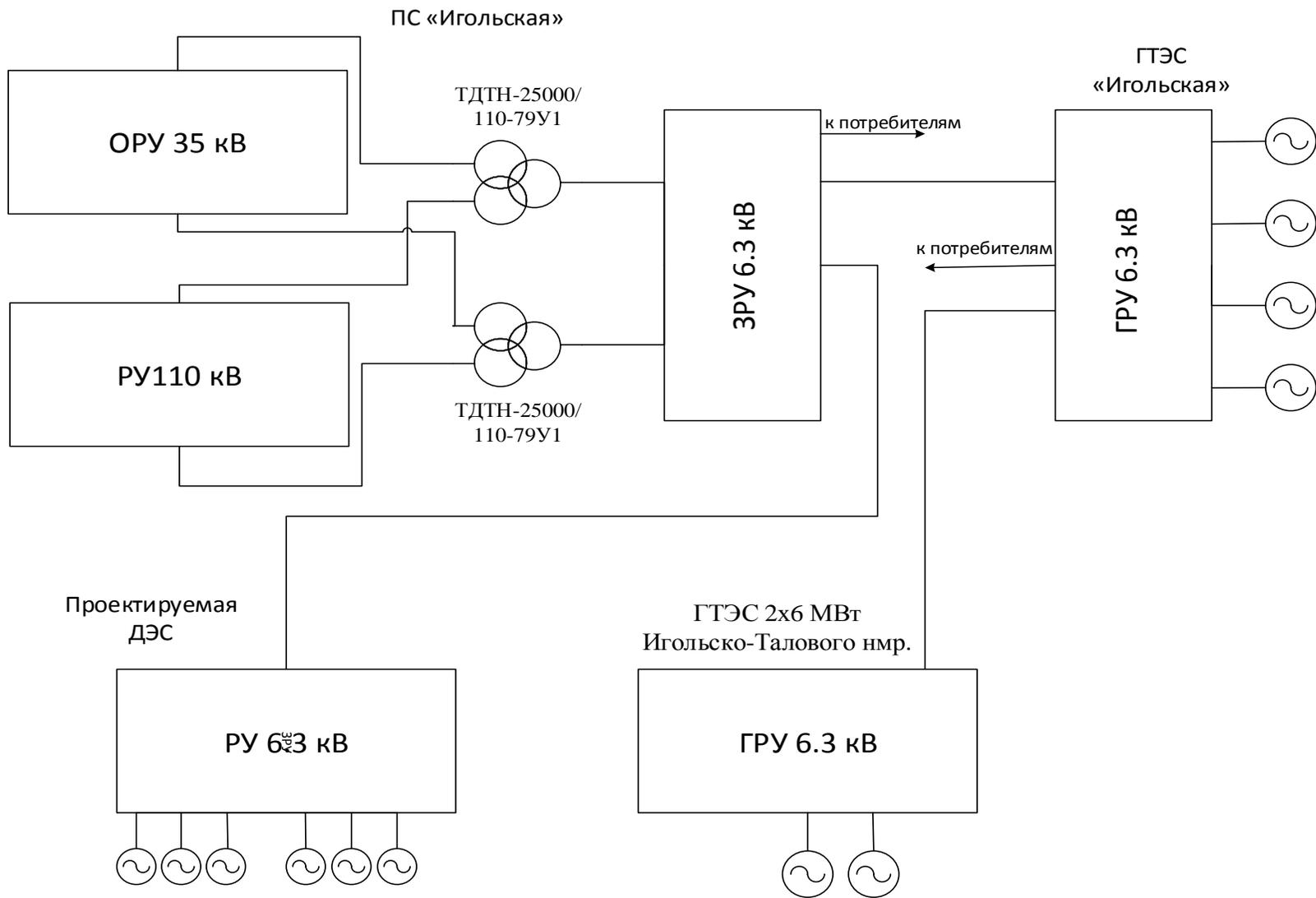


Рисунок 4 - Структурная схема ГТЭС «Игольская» с проектируемой ДЭС

Предполагается работа проектируемой электростанции в параллельном режиме с существующей энергосистемой посредством технических решений, обеспечивающих работу ее дизель-генераторных установок в режиме деления мощности с газотурбинными установками ГТЭС «Игольская». Этим обстоятельством обусловлены выбор площадки и характер размещения на ней оборудования проектируемой станции модульного типа на территории, непосредственно прилегающей к зданию существующей ГТЭС.

Требуемая мощность станции для распределительной сети системы напряжением 6 кВ обеспечивается шестью модулями дизельных генераторных установок (ДГУ) единичной мощностью 500 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 ГТЭС «Игольская» подключение проектируемой ДЭС к системе выполнено прокладкой двух силовых линий от проектируемого КРУ–6,3 кВ ДЭС к ЗРУ 6,3 кВ подстанции «Игольская».

Принятые решения обеспечивают:

-возможность выдачи в распределительную сеть системы суммарной мощности проектируемой ДЭС и ГТЭС «Игольская»;

-возможность выдачи в распределительную сеть системы мощности любой из двух станций при выключенной второй;

-возможность вывода из сети любого из двух полукомплектов 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 $\cos\varphi_{\text{ном}}$:

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{номг}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}\cos\varphi_{\text{ном}}} \quad (3.1)$$

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

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{номг}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}} \cdot 0,95 \cos\varphi_{\text{ном}}} \quad (3.2)$$

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 4 – 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 4

Присоединение, сборные шины	Нормальный режим		Утяжеленный режим	
	Развернутая формула	I норм, А	Развёрнутая формула	I макс, А
Генератор	$\frac{500}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,8}$	57,3	$\frac{500}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,8 \cdot 0,95}$	60,3
Сборные шины	$\frac{500}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,8}$	57,3	$\frac{500}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,8 \cdot 0,95}$	60,3

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 5) 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].

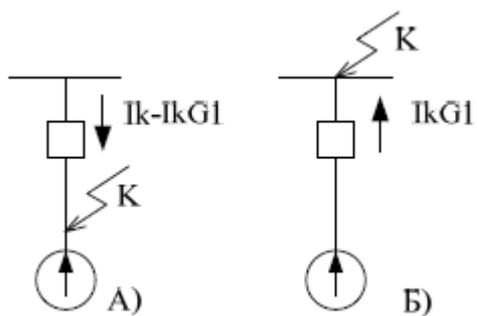


Рисунок 5 - Короткие замыкания на присоединении генератора

Рассмотрим 1 случай: КЗ на выводах генератора

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

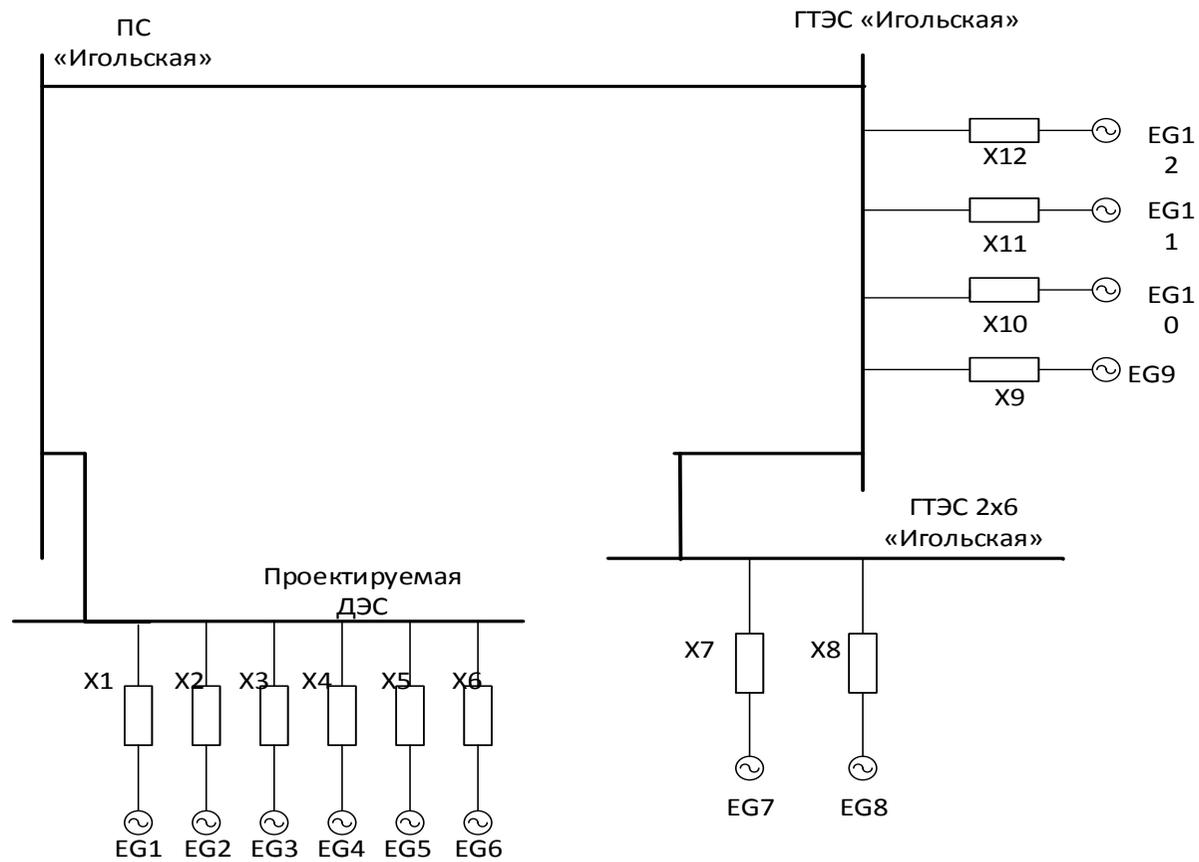


Рисунок 6 - Схема замещения для расчета токов трехфазного короткого замыкания

Расчет параметров схемы замещения.

-параметры дизель-генераторов ГТЭС «Игольская», ГТЭС 2х6 «Игольская»

$$S_{НОМ} = \frac{P_{НОМ}}{\cos \varphi} = \frac{6}{0.8} = 7,5 \text{ МВА}$$

$$X_{\Sigma}'' = X_d \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,19 \cdot \frac{(6,3 \cdot 10^3)^2}{7,5 \cdot 10^6} = 5,3 \cdot 10^{-3} \text{ кОм}$$

$$E_{\Sigma} = \sqrt{(U_{Г} \cdot \cos \varphi)^2 + (U_{Г} \cdot \sin \varphi + I_{НОМ} \cdot X_{\Sigma}'')^2} = \\ = \sqrt{(6,3 \cdot 0,8)^2 + (6,3 \cdot 0,6 + 550,9 \cdot 10^{-3} + 5,3 \cdot 10^{-3})^2} = 6,65 \text{ кВ}$$

Проектируемая ДЭС:

$$S_{НОМ} = \frac{P_{НОМ}}{\cos \varphi} = \frac{500}{0.8} = 625 \text{ кВА}$$

$$X_{\Sigma}'' = X_d \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,18 \cdot \frac{6,3^2}{625} = 11,4 \cdot 10^{-3} \text{ кОм}$$

$$E_{\Sigma} = \sqrt{(U_{Г} \cdot \cos \varphi)^2 + (U_{Г} \cdot \sin \varphi + I_{НОМ} \cdot X_{\Sigma}'')^2} = \\ = \sqrt{(6,3 \cdot 0,8)^2 + (6,3 \cdot 0,6 + 57,3 \cdot 10^{-3} + 11,4 \cdot 10^{-3})^2} = 6,34 \text{ кВ}$$

Заменим генераторы всех станций одним эквивалентным

ГТЭС «Игольская»

$$X''_{\text{экв1}} = X_{\Sigma}'' / 4 = 1,325 \cdot 10^{-3} \text{ кОм}$$

$$E_{\text{экв1}} = 6,65 \text{ кВ}$$

ГТЭС 2х6 «Игольская»

$$X''_{\text{экв2}} = X_{\Sigma}'' / 2 = 2,65 \cdot 10^{-3} \text{ кОм}$$

$$E_{\text{экв2}} = 6,65 \text{ кВ}$$

Проектируемая ДЭС

$$X''_{\text{экв3}} = X_{\Sigma}'' / 5 = 2,28 \cdot 10^{-3} \text{ кОм}$$

$$E_{\text{экв3}} = 6,34 \text{ кВ}$$

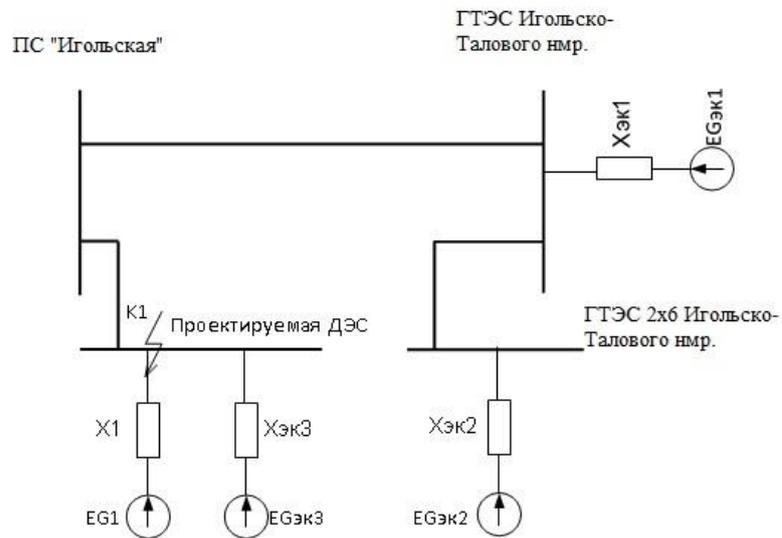


Рисунок 7 - Схема замещения после преобразований

Объединим параллельные ветви ГТЭС «Игольская» и ГТЭС 2х6 «Игольская»

$$X''_{12} = \frac{X''_{\text{экв1}} \cdot X''_{\text{экв2}}}{X''_{\text{экв1}} + X''_{\text{экв2}}} = \frac{1,325 \cdot 2,65}{1,325 + 2,65} = 0,88 \cdot 10^{-3} \text{ кОм}$$

$$E_{12} = \frac{E_{\text{экв1}} \cdot X''_{\text{экв2}} + E_{\text{экв2}} \cdot X''_{\text{экв1}}}{X''_{\text{экв1}} + X''_{\text{экв2}}} = 6,65 \text{ кВ}$$

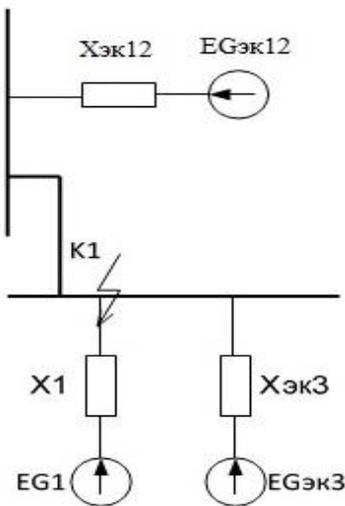


Рисунок 8 – Схема замещения после преобразований

Объединим параллельные ветви эквивалентной ГТЭС и 5 генераторов проектируемой ДЭС

$$X''_{13} = \frac{X''_{экв3} \cdot X''_{12}}{X''_{экв3} + X''_{12}} = \frac{2,28 \cdot 0,88}{2,28 + 0,88} = 0,63 \cdot 10^{-3} \text{ кОм}$$

$$E_{13} = \frac{E_{экв3} \cdot X''_{12} + E_{12} \cdot X''_{экв3}}{X''_{экв3} + X''_{12}} = 6,56 \text{ кВ}$$

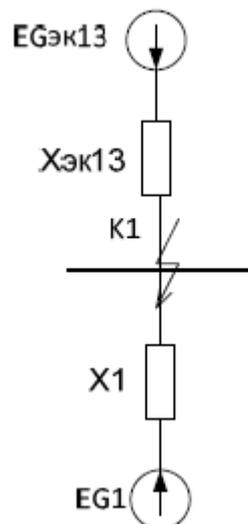


Рисунок 9 - Схема замещения после преобразований

Значения токов по ветвям:

-со стороны генератора, на выводах которого произошло КЗ

$$I_{\text{по}(G1)} = \frac{E_{G1}}{\sqrt{3} \cdot X_{G1}} = \frac{6.34}{\sqrt{3} \cdot 11.4} = 0.32 \text{ кА}$$

-со стороны других генераторов системы

$$I_{\text{по}(G1)} = \frac{E_{G1}}{\sqrt{3} \cdot X_{G1}} = \frac{6.56}{\sqrt{3} \cdot 0.63} = 6.01 \text{ кА}$$

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 П,М. Учитывается лишь затухание аperiodической составляющей, максимальное значение которой принимается также $I_{\text{п,м}}$ [8]. На основании принятых допущений ударный ток определится как

$$i_y = I_{\text{п,м}} + I_{\text{п,м}} \cdot e^{-\frac{0.01}{T_a}} = I_{\text{п,м}} \left(1 + e^{-\frac{0.01}{T_a}}\right) = \sqrt{2} I_{\text{п,0}} \cdot k_y \quad (3.3)$$

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

$$i_{y(G1)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\text{по}(G1)} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 0,32 = 0,67 \text{ кА}$$

-со стороны других генераторов системы

$$i_{y(G1)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\text{по}(G1)} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 6,01 = 12,74 \text{ кА}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 5:

Таблица 5 – Результаты расчета токов КЗ

Обозначение точки КЗ, описание места повреждения	Расчетный режим КЗ	I _{по} , кА	I _{уд} , кА
К1, КЗ на выводах генератора	t _{откл} =0,16–0,2 сек	Со стороны генератора–0,32 Со стороны других генераторов системы–6,01	Со стороны генератора – 0,67 Со стороны других генераторов системы–12,74

4. ВЫБОР СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

4.1 Выбор вида схемы

Опишем возможные схемы электрических соединений. Результаты сведены в таблицу 6

Таблица 6 – 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	–
	Схемас двумя системами сборных шин	–

Выбираем схему с одной секционированной системой шин. Данная схема представлена на рисунке 10

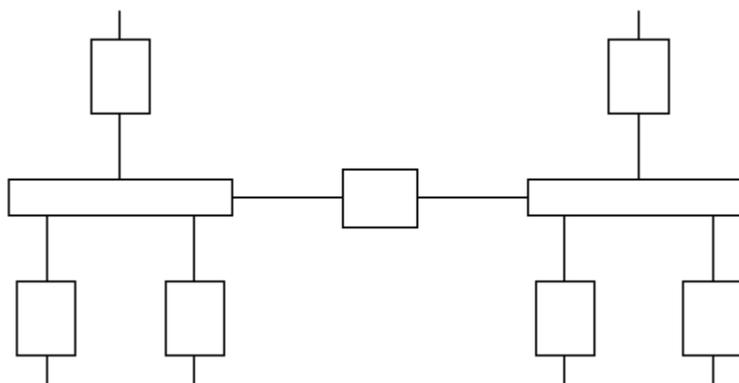


Рисунок 10 - Схема с одной секционированной системой шин

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 расположены 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-3СЭЩ и др.;

- КСО серии 200 с высоковольтными выключателями: КСО-285, КСО-292; КСО-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 РЗА [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

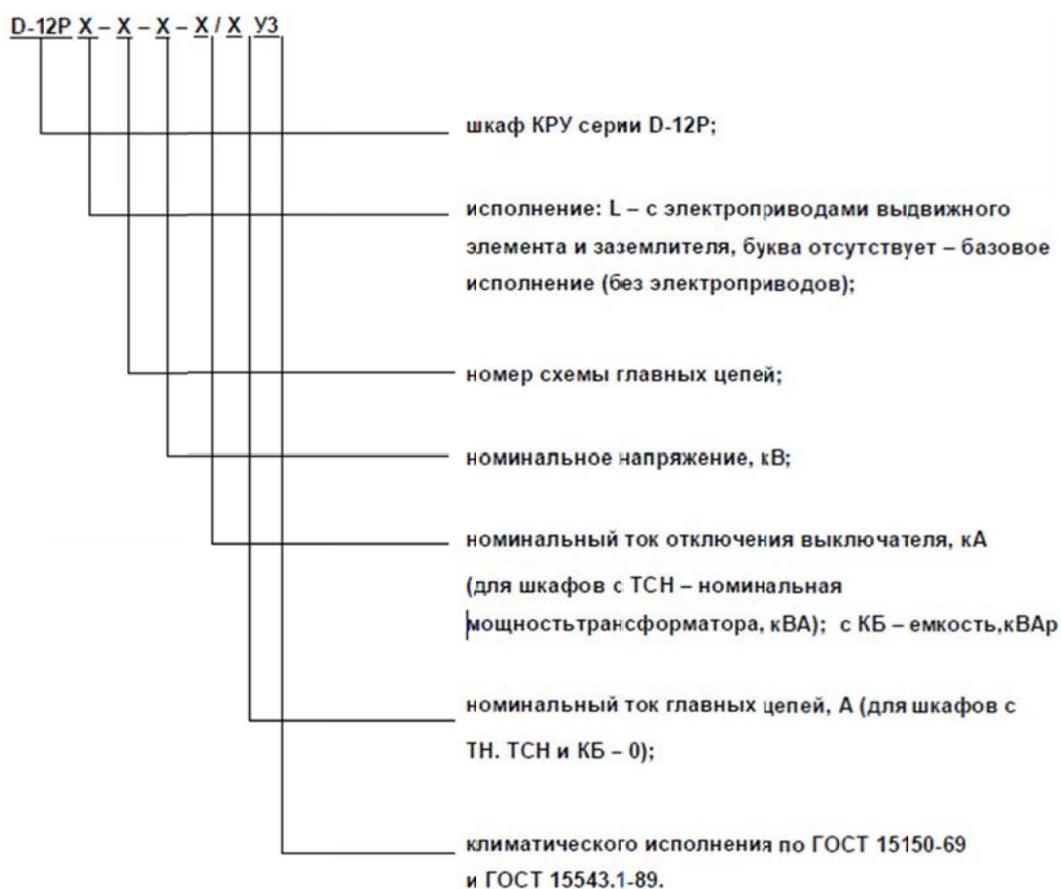


Рисунок 11 - Структура условного обозначения шкафов РУ

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 +40С;

-нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха не ниже -50С;

-относительная влажность при +25С – 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 -50С, 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 ГОСТ14693-90, 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 7

Таблица 7 – 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 8

Таблица 8 – 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 9

Таблица 9 – Типы оборудования КРУ серии D-12P

Наименование оборудования	Тип, марка	Предприятие-изготовитель
Вакуумные выключатели	BB/TEL* VD4** HVX, ECA***	Таврида Электрик ABB ALSTOM
Контакторы	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 10 [11].

Таблица 10 – 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

4.3 Выбор коммутационных аппаратов

Выбор высоковольтных выключателей. Выключатель выбирается по следующим важнейшим параметрам:

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

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

$$I_{\text{п}, \tau} \leq I_{\text{откном}} \quad (4.1)$$

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ

$$i_{\text{а}, \tau} \leq i_{\text{а}, \text{ном}} = \sqrt{2} \beta_{\text{н}} I_{\text{откном}} / 100 \quad (4.2)$$

где $i_{\text{аном}}$ -номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

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

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

τ ;

τ -наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{з, \min} + t_{с, в} \quad (4.3)$$

где $t_{з, \min} = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с, в}$ – собственное время отключения выключателя.

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

$$(\sqrt{2}I_{П, \tau} + i_{а, \tau}) \leq \sqrt{2}I_{откном}(1 + \beta_H / 100) \quad (4.4)$$

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{П, 0} \leq I_{дин}; i_y \leq i_{дин} \quad (4.5)$$

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:

$$W_k \leq I_{т.с.р}^2 t_{тер} \quad (4.6)$$

где W_k – интеграл Джоуля;

$$W_k = I_{П, 0}^2 \cdot (t + T_a) \quad (4.7)$$

$I_{тер}$ – 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 11.

Таблица 11 – 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	0,0603	6,01	12,74	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 12

Таблица 12 – Дополнительные параметры для проверки выключателя

Место установки	Тип	t _{0.в.} ,с	t _{с.в.} ,с	I _{отк.но.} ,кА	I _{т.ст.} ,кА	t _{т.ст.} ,с	В _{ном} ,%	Тип привода	Количество ТТ
Выход 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

Таблица 13 - Проверка выключателей

	Каталожные и расчетные данные
	ВВГ-20-160/12500У3
1. Напряжение установки	$U_{ном} = 10кВ;$
2. Длительный ток	$I_{ном} = 0,63кА;$
3. Симметричный ток отключения	$I_{отк.ном} = 12,5кА;$ $I_{п,т} \leq I_{отк.ном} \Rightarrow 5,12 кА < 12,5 кА \Rightarrow$ условие выполняется;
4. Отключение аperiodической составляющей тока КЗ	$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 12,5}{100} = 7,1 кА;$ $i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{пo} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 6,01 \cdot e^{-0,04/0,014} = 0,34 кА;$ $\tau = t_{з,мин} + t_{с,б} = 0,07 + 0,15 = 0,23 с;$ $i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} \Rightarrow 0,34 кА < 7,1 кА \Rightarrow$ условие выполняется.
5. Отключение полного тока КЗ	$(\sqrt{2} \cdot I_{п,т} + i_{a,\tau}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot \left(1 + \beta_n / 100\right);$ $(\sqrt{2} \cdot 5,12 + 0,34) \leq \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot \left(1 + 40 / 100\right);$ $7,58 кА \leq 24,75 кА \Rightarrow$ условие выполняется.
6. Динамическая стойкость	$I_{пo} \leq I_{дин}; \quad I_y \leq i_y;$ $6,01кА < 12,5кА; \quad 12,7кА < 32кА \Rightarrow$ условие выполняется.
7. Термическая стойкость	$B_K = I_{пo}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 6,01^2 \cdot (0,3 + 0,14) = 11,34 кА^2 \cdot с;$

	$B_{каталож} = I_{тер}^2 t_{тер} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$ $B_K \leq B_{каталож} \Rightarrow 11,34 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 468,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \Rightarrow$ $\Rightarrow \text{условие выполняется.}$
--	--

4.4 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 (W01, W02, W03, W04), прокладываемыми от генераторов дизель-генераторных установок модульного типа к ячейкам ввода генераторного напряжения распределительного устройства КРУ–6,3 кВ электростанции, и двумя отходящими линиями (W1, W2), 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

$$I_{доп} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{допном} \quad (4.8)$$

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

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

$$q_{min} \leq q \quad (4.9)$$

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 - $P_{ном.1}=500$ кВт,

номинальной мощностью ДЭС - $P_{\text{ном}} = n \times P_{\text{ном.1}} = 6 \times 500 = 3000 \text{ кВт}$,

где $n=6$ – количество модулей ДЭС.

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

$$I_{\text{max}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,8} = 57,3 \text{ А}$$

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

Проверка по термической стойкости. Проверим кабель W01:

$$B_k = 8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Минимальное сечение по термической стойкости

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

где $C=94$ по [8, таблица 14]

Таблица 14 – Выбор силовых кабелей 6 кВ

Обозначение	Тип, марка кабеля	Сечение, мм ²	I _{max} , А	I _{доп ном} , А, при прокладке		Кол-во каб в траншее	Расстояние, мм	Коэф-нт снижения I _{доп ном}	I _{доп расч} , 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

Результаты выбора кабелей на напряжение 0,4 кВ по длительно допустимому току нагрузки представлены в таблице 15

Таблица 15–Выбор кабелей 0,4 кВ

Обозначение кабеля	Тип, марка кабеля	Сечение, мм ²	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

5. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ ПОДСИСТЕМЫ

5.1 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 16 [8].

Таблица 16 – 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 17

Таблица 17 – Буквенное обозначение измерительных приборов

Обозначение	Описание
РА	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	Синхроскоп
PSA	Регистрирующий амперметр
PSV	Регистрирующий вольтметр
PSW	Регистрирующий ваттметр
PSVA	Регистрирующий варметр
PSF	Регистрирующий частотомер

Требования ПУЭ к классу точности электроприборов приведены в таблице 18.

Таблица 18– 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 19 – Характеристики выбранных приборов

Обозначение прибора	Тип	Класс точности	Потребляемая мощность одной обмотки в В·А (Вт0	
			напряжения	тока
РА	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	Е-829	1,5	10	
UQ	Е-830	1,5	10	

Расчет мощности, потребляемой измерительными приборами Расчет для приборов с токовыми обмотками приведен в таблице 20

Таблица 20 – 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 21

Таблица 21 – 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	Е-829	10	–		
UQ	Е-830	10			

PI	САЗ-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

5.2 Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются исходя из следующих условий:

- по напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$$

- по току

$$I_{\text{ном}} \leq I_{\text{ном}} \cdot I_{\text{мах}}$$

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

$$i_y \leq k_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} I_{1\text{ном}} \quad \text{или} \quad i_y \leq i_{\text{дин}} \quad (5.1)$$

где i_y – ударный ток КЗ по расчету;

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

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

$i_{\text{дин}}$ – 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

$$W_k \leq (k_T \cdot I_{1\text{ном}})^2 \cdot t_{\text{тер}}; \quad W_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \quad (5.2)$$

где W_k – интеграл Джоуля;

k_T – кратность термической стойкости по каталогу;

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

$I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости.

–на загрузку вторичной обмотки ТТ

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} \quad (5.3)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка ТТ;

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

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

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_k \quad (5.4)$$

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

$$r_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_2^2 \quad (5.5)$$

где $S_{\text{приб}}$ – 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

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}} \quad (5.6)$$

Зная $r_{\text{пр}}$, определяется сечение соединительных проводов q мм², по формуле

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} \quad (5.7)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода;

$l_{\text{расч}}$ – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока.

Таблица 22 – 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 23

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 23–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 5)

-на электродинамическую стойкость

$$i_y = 12,74 \text{ кА}, i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$$

$$12,74 \text{ кА} < 52 \text{ кА} - \text{условие выполняется}$$

-на термическую стойкость

$$I_k = 11,34 \text{ кА}, I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 992,25 \text{ кА}^2 \text{с}$$

$$11,34 \text{ кА}^2 \text{с} < 992,25 \text{ кА}^2 \text{с} - \text{условие выполняется}$$

-на загрузку вторичной обмотки

Выполним расчет вторичной нагрузки для одного трансформатора тока пользуясь таблицей 20

Наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Выберем контрольный кабель, рассчитаем общую вторичную нагрузку.

Общее сопротивление приборов:

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

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

Принимаем контрольный кабель КГ с сечением жил 4 мм² по условию механической прочности.

Тогда сопротивление полной вторичной нагрузки:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + \frac{\rho_{\text{ал}} L_{\text{пр}}}{q_{\text{кат}}} + 1_k = 0,56 + \frac{0,0283 \cdot 20}{4} + 0,05 = 0,75 (\text{Ом})$$

$$R_2 < Z_{2\text{ном}}$$

$$0,75 \text{ Ом} < 0,8 \text{ Ом}$$

Следовательно, трансформатор тока будет работать в заданном классе точности.

5.3 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 $S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$

где $S_{\text{ном}}$ - 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 $S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2_{приб} + Q^2_{приб}}$. Требования ПУЭ к классам точности ТН приведены в таблице 24

Таблица 24 – 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 25

Структура условного обозначения З – заземляемый;

Н – напряжения; О – однофазный;

Л – с литой изоляцией;

П – с защитным предохранительным устройством

Таблица 25 – Данные трансформатора напряжения

Тип трансформатора напряжения	$U_{НОМ}$	$U_{НОМ}, В$			Ном мощность,			Схема соединения
		перв.	втор.	доп. втор.	0,5	1	3	
ЗНОЛП.06-6	6,3	6300 3	100 3	100	50	75	200	1/1/1-0-0

Проверим выбранный трансформатор напряжения по вторичной нагрузке.

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения. Пользуясь таблицей 21, 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 мм^2 по условию механической прочности.

5.4 Размещение оборудования

В данной главе разработаны решения по размещению следующих объектов:

1. Энергокомплекс общей мощностью 3 МВт, состоящий из шести дизельных электростанций единичной электрической мощностью 500 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 х ширина х высота) – 10120 х 3240 х 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 х ширина х высота) – 10000 х 2700 х 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 – выходы 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 с существующему зданию ГТЭС 2х6 «Игольская»

Габаритные размеры шкафов 750х1300х2150. 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].

6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Данный раздел работы посвящен определению экономических показателей проектирования дизельной электростанции с точки зрения ресурсоэффективности. Достижение цели обеспечивается выполнением следующих задач:

- определение конкурентоспособности дизельной электростанции;
- планирование работ в рамках данного научного исследования;
- формирование бюджета на проектирование.
- капитальные затраты в ДЭС;
- определение себестоимости 1 кВтч.

6.1 Анализ конкурентных технических решений

Данный анализ помогает методом сравнения оценить сильные и слабые стороны рассматриваемых электростанций, на дизельном и бензиновом топливе, чтобы наиболее обосновано выбрать электростанцию для дальнейшего проектирования. Наиболее часто один вариант не может обладать сразу всеми техническими и экономическими показателями в высшей степени, поэтому данный анализ позволяет выбрать тот вариант, который в целом обладает наивысшей конкурентоспособностью. Оценочная карта представлена таблицей 1.

Таблица 1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентно-способность	
		Дизельное	Бензиновое	Дизельное	Бензиновое
1	2	3	4	6	7
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
КПД	0,45	5	4	2,25	1,8
Расход топлива	0,15	4	3	0,6	0,45
Шум	0,08	5	3	0,4	0,24
Надежность	0,12	4	3	0,48	0,36
Устойчивость к низким температурам	0,04	3	5	0,12	0,2

Продолжение таблицы 1

Экономические критерии оценки эффективности					
Габариты	0,04	5	3	0,2	0,12
Цена	0,02	5	3	0,1	0,06
Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	4	0,5	0,4
Итого	1	36	28	4,65	3,63

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i = 0,45 \cdot 5 = 2,25;$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

В результате анализа конкурентных технических решений можно сделать вывод, что наибольшим преимуществом обладает дизельная электростанция.

6.2 Планирование работ по проектированию

6.2.1 Структура работ в рамках проектирования

Для выполнения проектных работ формируется группа, которая включает руководителя проекта и инженера. Для каждого типа запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей. Порядок этапов и работ, распределение исполнителей по этим видам работ приведено в таблице 2.

Таблица 2 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель проекта
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Выбор направления исследований	Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель проекта

Теоретические исследования	5	Проведение предварительных расчетов и обоснований	Инженер
	6	Расчёт продолжительных режимов	Инженер
	7	Расчет режимов трехфазных КЗ	Инженер
	8	Выбор выключателей	Инженер
	9	Выбор генераторов	Инженер
	10	Выбор токоведущих частей	Инженер
Обобщение и оценка результатов	11	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель проекта
Разработка технической документации и проектирование	12	Разработка конструкции электростанции	Инженер
	13	Разработка схемы РУ	Инженер
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	14	Составление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации)	Инженер

6.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Важным моментом является определение трудоемкости каждого из участников проекта. Сложность работы оценивается экспертно в человеко-днях и носит вероятностный характер. Для определения ожидаемой (средней) величины трудоемкости используется следующая формула:

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{мин\ i} + 2t_{макс\ i}}{5},$$

где $t_{ож\ i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{мин\ i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{макс\ i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн. Рассчитанная продолжительность работ в рабочих днях приведена в таблице 3.

6.2.3 Разработка графика проведения проектирования

Наиболее удобным и очевидным является построение графика проектирования работ в виде диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта - это горизонтальный график, в котором работа над темой представлена длительными промежутками времени, характеризующимися датами начала и завершения работы. Для удобства составления графика продолжительность каждого из этапов работы с рабочих дней должна быть переведена на календарные дни.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}},$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Пример:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 52 - 14} = 1,22$$

$$t_{\text{ожл}} = \frac{3 \cdot t_{\text{minl}} + 2 \cdot t_{\text{maxl}}}{5} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 3}{5} = 2 - \text{дня}$$

Таблица 3 - Временные показатели проведения проектирования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{\text{ожл}}$, чел-дни		Руководитель проекта	Инженер	Руководитель проекта	Инженер
	Руководитель проекта	Инженер	Руководитель проекта	Инженер	Руководитель проекта	Инженер				
Составление ТЗ	2		3		2		2		2	
Подбор и изучение материалов по теме		8		10		9		9		11

Продолжение таблицы 3

Выбор направления исследований		7	12		9		9		11
Календарное планирование работ по теме	4		5		4		4		5
Проведение предварительных расчетов и обоснований		8	12		10		10		12
Расчёт продолжительных режимов		2	5		3		3		4
Расчет режимов трехфазных КЗ		3	5		4		4		5
Выбор выключателей		2	8		4		4		5
Выбор генераторов		4	10		6		6		7
Выбор токоведущих частей		5	9		7		7		9
Оценка эффективности полученных результатов	4		6		5		5		6
Разработка конструкции электростанции		7	10		8		8		10
Разработка схемы РУ		6	9		7		7		9
Составление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации)		6	10		8		8		10

Таблица 4 - Календарный план-график проведения проектирования

№	Вид работ	Исполнители	T _{кi} кал дн	Продолжительность выполнения работ													
				фев			март			апрель			май			июнь	
				2	3		1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Составление ТЗ	Руководитель проекта	2	■													
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	11	▨													
3	Выбор направления исследований	Инженер	11		▨												
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель проекта	5			■											
5	Проведение предварительных расчетов и обоснований	Инженер	12				▨										
6	Выбор автоматического выключателя	Инженер	4					▨									
7	Выбор коммутаторов	Инженер	5						▨								
8	Расчет величины и размеров разделительных индуктивностей	Инженер	5							▨							

Из таблицы видно, что материальные затраты для проектирования составляют 305 рублей.

6.3.2 Затраты на заработную плату исполнителей темы

Основная заработная плата научных и инженерных работников, непосредственно вовлеченных в выполнение работ по этому предмету проектирования, определяется на основе трудоемкости выполняемой работы и существующей системы окладов и тарифных ставок.

Статья включает в себя основную заработную плату сотрудников, непосредственно занимающихся проектированием и дополнительной заработной платы:

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}},$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (12-20% от $Z_{\text{осн}}$).

Определим основную заработную плату инженера:

$$Z_{\text{осн}} (\text{инж}) = 17000 \cdot 1,3 = 22100 \text{ руб, где } 1,3\text{- районный коэффициент}$$

Определим зарплату за 1 день:

$$Z_{\text{день}} (\text{инж}) = 22100 / 26 = 850 \text{ руб, где } 26\text{-число рабочих дней за месяц}$$

Определим основную заработную плату за отработанное количество дней:

$$Z_{\text{осн}} (\text{инж}) = 850 \cdot 82 = 69700 \text{ руб.}$$

Определим основную заработную плату руководителя проекта:

$$Z_{\text{осн}} (\text{рук. пр.}) = 26300 \cdot 1,3 = 34190 \text{ руб, где } 1,3\text{- районный коэффициент}$$

Определим зарплату за 1 день:

$Z_{\text{день}}(\text{рук. пр.}) = 34190 / 26 = 1315$ руб, где 26-число рабочих дней за месяц

Определим основную заработную плату за отработанное количество дней:

$$Z_{\text{осн}}(\text{рук. пр.}) = 1315 \cdot 11 = 24985 \text{ руб.}$$

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

$$Z_{\text{доп}}(\text{инж}) = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 69700 = 10455 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{доп}}(\text{рук. пр.}) = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 24985 = 3748 \text{ руб.}$$

$$Z(\text{инж}) = 69700 + 10455 = 80155 \text{ руб.}$$

$$Z(\text{рук. пр.}) = 24985 + 3748 = 28733 \text{ руб.}$$

6.3.3 Отчисления в социальные фонды

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}),$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

$$Z_{\text{внеб}}(\text{рук. пр.}) = 0,271 \cdot 28733 = 7787 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{внеб}}(\text{инж}) = 0,271 \cdot 80155 = 21722 \text{ руб.}$$

6.3.4 Амортизация

Расчет амортизационных отчислений для полного восстановления основных фондов производится по нормам амортизации, утвержденным в порядке, установленном действующим законодательством, и определяется в зависимости от стоимости оборудования. Для проектирования требуется следующее оборудование:

Стоимость компьютера составляет 41000 рублей

$$I_{ам} = \frac{T_{ис}}{T_{г}} \cdot \frac{1}{T_{сл}} \cdot C_{обор} = \frac{102}{365} \cdot \frac{1}{3} \cdot 41000 = 3819 \text{ рублей}$$

где $T_{исп.}$ - время использования оборудования = 102 дней;

$T_{г}$ - количество использования в год = 365 дней;

$C_{обор.}$ - стоимость оборудования;

$T_{сл.}$ - срок службы оборудования = 3 лет

6.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают другие расходы организации, не включенные в предыдущие статьи расходов: печатные и фотокопировальные исследовательские материалы, оплату услуг связи, электричество, почтовые и телеграфные расходы, воспроизведение материалов и т. Д. Их стоимость определяется Следующей формуле:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 4) \cdot k_{нр},$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

$$З_{накл.} = 142421 \cdot 0,16 = 22787 \text{ руб.}$$

6.3.6 Формирование бюджета затрат на проектирование

Рассчитанная величина затрат проектирования работы является основой для формирования бюджета затрат проекта.

Определение бюджета затрат на проектирование по каждому варианту исполнения приведен в таблице 6.

Таблица 6 - Бюджет затрат на проектирование

Наименование статьи	руб.	в %
Материальные затраты НТИ	305	0,13
Затраты на заработную плату исполнителей темы	108888	65,9
Отчисления во внебюджетные фонды	29509	17,86
Амортизация	3819	2,31
Накладные расходы	22787	13,8
Итого	165308	100

6.4 Капитальные затраты

6.4.1 Капитальные вложения

Для определения затрат на оборудование ДЭС необходимо определить состав и стоимость оборудования. В таблице 7 приведено все основное оборудование дизельной электростанции и цены на него.

Таблица 7 – Капитальные вложения в ДЭС

Оборудование	Количество, шт.	Цена, руб.	Сумма, руб.
GESAN DVA 700 E (500 KBT)	6	2700000	16200000
Стоимость монтажа			3240000
Стоимость доставки			1620000
Затраты на проектирование			165308
Итого			21225308

В сметную стоимость оборудования ДЭС входят также и все затраты по доставке до зоны монтажа. В данные затраты входят приём, погрузка, доставка, разгрузка и доставка к месту работы необходимого оборудования и материалов. Затраты на доставку принимаются в размере 10% от стоимости оборудования.

$$Z_{дост} = 0,1 \cdot 16200000 = 1620000 \text{ руб.}$$

Также в капитальные затраты на оборудование входят затраты на монтаж купленного и доставленного оборудования ДЭС. В этом пункте учитываются затраты на оплату инженерных работ, затраты на необходимое оборудование для монтажа, затраты на строительство.

Затраты на монтаж оборудования принимаются в размере 20% от стоимости оборудования.

$$Z_{монт} = 0,2 \cdot 3091200 = 3240000 \text{ руб.}$$

6.4.2 Определение себестоимости 1 кВтч

Текущие затраты включают:

1. Затраты на топливо для ДЭС в год:

$$З = 32,31 \cdot 111865000 \cdot 0,177 = 639741392 \text{руб.}$$

где стоимость одного кВтч = 32,31 руб.;

количество потребляемой сетом энергии за год = 111865 МВтч.

Расход топлива на 1 Квтч = 0,177 кг/кВтч

2. Затраты на заработную плату рабочих, при средней заработной плате 30 000 рублей:

$$З_{\text{инж}} = 30000 \cdot 12 \cdot 22 = 7920000 \text{руб.}$$

3. Отчисления на социальные нужды, рассчитываются, как 30% от заработной платы:

$$З_{\text{соц}} = 7920000 \cdot 0,3 = 2376000 \text{руб.}$$

4. Амортизация:

$$А = 21225308 \cdot \frac{1}{15} = 14150206 \text{руб.}$$

5. Ремонт:

$$Р = 21225308 \cdot 0,02 = 424506 \text{руб.}$$

6. Прочие затраты:

$$\begin{aligned} З_{\text{проч}} &= 0,05 \cdot (639741392 + 7920000 + 2376000 + 14150206 + 42450) \\ &= 33211502 \text{руб.} \end{aligned}$$

Таблица 8 – Текущие затраты

Статья затрат	Сумма, руб.
Затраты на топливо	639741392
Затраты на заработную плату	7920000
Отчисления на социальные	2376000
Амортизация	14150206
Затраты на ремонт	42450
Прочие затраты	33211502

Итого	697 441 550
--------------	--------------------

Исходя из текущих затрат в таблице 8 рассчитаем себестоимость энергии вырабатываемой ДЭС:

$$C_{\text{ЭЭ}} = \frac{P_{\text{текущие}}}{W_{\text{ЭЭВ}}} = \frac{697441550}{111865000} = 6,3 \text{ руб.}$$

В данном разделе мы сравнили электростанции с различным топливом, и выбрали наиболее конкурентоспособный, такой оказалась дизельная электростанция. Затем определили бюджет затрат на проектирования, который составил 165308 рублей. Подсчитали капитальные вложения, они составили 21225308 рублей, и определили себестоимость энергии вырабатываемой ДЭС, она составила 6,3 рубля.

Спроектированная электростанция может быть использована для собственных нужд ГТЭС «Игольская».

7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В процессе любой трудовой деятельности, каждый человек, вовлечённый в эту деятельность, подвергается воздействию целого комплекса производственных факторов. В свою очередь, эти факторы способны влиять на здоровье человека. Совокупность всех факторов, влияющих на здоровье человека, называется условиями труда.

Реальные условия труда характеризуются различными вредными и опасными факторами. Зачастую, между опасными и вредными факторами не существует чёткой границы, каждый фактор может рано или поздно привести к потере здоровья или к несчастному случаю.

Для недопущения несчастных случаев и вреда здоровью, рабочее место должно быть спроектировано с соблюдением всех законодательных норм и правил, ГОСТов, СНиПов и Федеральных законов.

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

- управление и настройка работы дизельной электростанции;
- дистанционное управление коммутационной аппаратурой; распределительных устройств;
- контроль за работой системы газообнаружения и пожарной сигнализации;
- управление дополнительным технологическим оборудованием.

7.1 Производственная безопасность

7.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

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.

Микроклимат

1.Оптимальные условия микроклимата[1].

Холодный и летний период года: (t ниже $+10^{\circ}\text{C}$) на постоянных рабочих местах.

Характеристика производственных помещений:

– помещения, характеризующиеся незначительными избытками явной теплоты (23 Вт/м^2 и менее);

Категория работ: средней тяжести: Пб ($233\text{-}290$) Вт[2];

Температура воздуха: $17,0\text{-}19,0^{\circ}\text{C}$;

Относительная влажность воздуха: $60\text{-}40\%$;

Скорость движения воздуха: Не более $0,2 \text{ м/с}$;

Температура воздуха вне постоянных рабочих мест: $13\text{-}20^{\circ}\text{C}$;

Тёплый период года: (t $+10^{\circ}\text{C}$ и выше) на постоянных рабочих местах;

Температура воздуха вне постоянных рабочих мест: не более чем на 3°C выше средней температуры наружного воздуха в 13 ч. самого жаркого месяца.

2.Допустимые условия микроклимата[1].

Холодный и летний период года: (t ниже $+10^{\circ}\text{C}$) на постоянных рабочих местах.

Характеристика производственных помещений:

– помещения, характеризующиеся незначительными избытками явной теплоты (23 Вт/м^2 и менее);

Категория работ: средней тяжести: Пб ($233\text{-}290$) Вт[2];

Температура воздуха: 15,0-22,0°C;

Относительная влажность воздуха: 15-75%;

Скорость движения воздуха: 0,2-0,4 м/с;

Температура воздуха вне постоянных рабочих мест: 14-23 °С;

Тёплый период года: (t +10°C и выше) на постоянных рабочих местах.

Характеристика производственных помещений:

– помещения, характеризующиеся незначительными избытками явной теплоты (более 23 Вт/м²);

Категория работ: средней тяжести: Пб (233-290) Вт[2];

Температура воздуха: 16,0-27,0°C;

Относительная влажность воздуха: 15-75%;

Скорость движения воздуха: 0,2-0,5 м/с;

Температура воздуха вне постоянных рабочих мест: не более чем на 5°C выше средней температуры наружного воздуха в 13 ч. самого жаркого месяца[1].

Допустимые величины интенсивности теплового облучения работающих на рабочих местах от производственных источников, приведены в таблице 6.1[1].

Таблица 6.1 - Норма на тепловое излучение

Облучаемая поверхность тела, %	Интенсивность теплового облучения, Вт/м, не более
50 и более	35
25-50	70
не более 25	100

В холодные и теплые периоды параметры микроклимата обеспечиваются:

- отоплением;
- естественная и искусственная вентиляция;
- системой кондиционирования воздуха.

3.Производственная вентиляция

Нормы производственной вентиляции установлены системой стандартов безопасности труда ГОСТ 12.4.021 – 75.

В котором предусматривается искусственная приточно-вытяжная общеобменная вентиляция с расходом воздуха на одного работающего не менее 60 м³/час.

Воздух, поступающий в помещение в зимнее время, подогревается, а в летнее время – охлаждается. Кроме того, поступающий воздух при необходимости может быть увлажнен или осушен.

Шум

Воздействие шума на организм человека вызывает негативные изменения, прежде всего в органах слуха, нервной и сердечно-сосудистой системах. Степень выраженности этих изменений зависит от параметров шума, стажа работы в условиях воздействия шума, длительности действия шума в течение рабочего дня, индивидуальной чувствительности организма. Действие шума на организм человека отягощается вынужденным положением тела, повышенным вниманием, нервно-эмоциональным напряжением, неблагоприятным микроклиматом[3].

Шум, возникающий при работе производственного оборудования и превышающий нормативные значения, воздействует на центральную и вегетативную нервную систему человека, органы слуха.

Шум воспринимается весьма субъективно. При этом имеет значение конкретная ситуация, состояние здоровья, настроение, окружающая обстановка.

Основное физиологическое воздействие шума заключается в том, что повреждается внутреннее ухо, возможны изменения электрической проводимости кожи, биоэлектрической активности головного мозга, сердца и скорости дыхания, общей двигательной активности, а также изменения размера некоторых желез эндокринной системы, кровяного давления, сужение

кровеносных сосудов, расширение зрачков глаз. Работающий в условиях длительного шумового воздействия испытывает раздражительность, головную боль, головокружение, снижение памяти, повышенную утомляемость, понижение аппетита, нарушение сна. В шумном фоне ухудшается общение людей, в результате чего иногда возникает чувство одиночества и неудовлетворенности, что может привести к несчастным случаям[3].

Источники шума

Основными источниками шума электростанции являются:

- дизель-генераторы, уровень шума до 100 дБ[6];

Допустимый уровень шума

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 6.2[7].

Таблица 6.2 – Допустимые уровни шума

Вид трудовой деятельности	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	1,5	3	25	50	100	200	400	800	1600	
Работа, требующая сосредоточенности, работа с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного	03	1	3	7	3	0	8	6	4	75

Мероприятия по защите от недопустимого уровня шума

Для защиты от шума, следует предпринять следующие мероприятия:

- использовать качественные и технически исправные дизельные генераторы;
- ограничивать уровень шума ДГУ с помощью защитного кожуха или блок-контейнера;
- оснащение ДГУ дополнительным глушителем;
- размещение ДГУ в помещении с звукоизоляционным покрытием стен или обнести специальными вибро- и звукопоглощающими перегородками;

Освещение

Низкая освещённость рабочего места препятствует длительной работе, вызывая утомление и способствуя развитию близорукости у работающего персонала. Слишком низкие уровни освещенности способны вызывать апатию и сонливость, в совокупности с другими факторами способны развить чувство тревоги. Длительное пребывание в таких условиях вызывает снижение интенсивности обмена веществ в организме и его общее ослабление. Подобные симптомы наблюдаются и при работе в помещениях с ограниченным спектральным составом света. Слишком яркий свет ослепляет, понижает зрительную функцию, вызывает перевозбуждение нервной системы, снижает работоспособность. Воздействие чрезмерной яркости может вызывать фотоожоги глаз и кожи, кератиты, катаракты и другие нарушения[9].

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[9].

Естественное освещение обеспечивается светом солнца и небосвода (рассеянными в атмосфере солнечными лучами), оно биологически наиболее ценно. Ему свойственны высокая интенсивность в дневные часы,

благоприятный спектральный состав света, сочетающий видимый свет, ультрафиолетовое, инфракрасное (тепловое) излучение[8].

Искусственное освещение осуществляется лампами накаливания, люминесцентными или газоразрядными лампами других типов (ртутными, металлогалогенными, натриевыми и др.). Для правильного использования светового потока и защиты от слепящего действия ламп их помещают в светильники прямого, рассеянного или отражённого света. Защиту от слепящего действия ламп обеспечивает высота подвеса светильника и его защитный угол, который в светильниках местного освещения должен составлять не менее 30°[8].

Искусственное освещение может быть общим (от потолочных светильников), местным (от светильников у рабочего места) или комбинированным (одновременно используемым общим и местным). Оценка достаточности искусственного освещения производится путём измерения уровня освещённости в люксах с помощью люксметра или расчётным путём - по удельной мощности осветительной установки, в ваттах на квадратный метр, с учётом типа светильников, высоты их установки и отражения света внутри помещения[8].

Нормы естественного и искусственного освещения представлены в таблице 6.3[9].

Таблица 6.3 – Нормы естественного и искусственного освещения

		Искусственное освещение		Естественное освещение		Совмещенное освещение	
Характеристики зрительной работы	Наим. размер объекта различения, мм	Освещенность, лк		КЕО E_n %, при			
		при системе комбинированного освещения	при системе общего освещения	верхн.	боков.	верхн.	боков.

средней точности	0,5 – 1,0	500	200	4,0	1,5	2,4	0,9
------------------	-----------	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Электромагнитные поля

В процессе работы электромонтер может подвергаться воздействию электрического поля промышленной частоты. Степень отрицательного воздействия электрического поля на организм человека оценивается по количеству поглощаемой телом человека энергии электрического поля, а также по току, проходящему через человека в землю, и по напряженности поля в месте, где будет находиться человек

Гигиенические нормы пребывания человека в электрическом поле электроустановок сверхвысокого напряжения промышленной частоты установлены действующими правилами в зависимости от напряженности поля в зоне его нахождения. Если напряженность поля на рабочем месте превышает 25кВ/м, или требуется большая продолжительность пребывания человека в поле, чем указано в таблице, работы проводятся с применением защитных экранирующих устройств или экранирующих костюмов[11].

Таблица 6.4 – Нормы времени пребывания человека в электрическом поле[11]

Напряженность электрического поля	Допустимое время
Менее 5	не ограничивается
от 5 до 10	не более 3 часов
от 10 до 15	не более 1,5 часов
от 15 до 20	не более 10 минут
от 20 до 25	не более 5 минут

Ослабление мощности электромагнитного поля на рабочем месте можно достигнуть увеличением расстояния между источником излучения и рабочим местом, уменьшением мощности излучения источника, а также установкой отражающего или поглощающего экранов между источником и рабочим местом, применением средств индивидуальной защиты.

7.1.2 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[10].

Не допускать 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[10].

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[10].

Электрическая опасность

При работе электрооборудования возможно повреждение изоляции токоведущих частей, повреждения средств защиты, и нарушения технологического режима. В результате данных нарушений, возможны аварии и несчастные случаи со здоровьем и жизнью обслуживающего

персонала. Поражение электрическим током является опасным фактором, который может привести к смерти человека. Электрический ток, проходя через тело человека способен вызвать ожоги в местах прикосновения к токоведущим частям, поражение внутренних органов, остановку сердца. Техника безопасности является основной частью охраны труда и предусматривает технические и организационные мероприятия, которые обеспечивают безопасный труд в электроустановках.

Помимо правил техники безопасности имеются специальные правила устройства электроустановок (ПУЭ), которые предусматривают надежность и безопасность эксплуатации электроустановок.

В электроустановках напряжением выше 1000В поражение электрическим током может возникнуть и без непосредственного контакта с токоведущими частями. При приближении возникает искровой разряд, который переходит в электрическую дугу. В связи с этим все незаземленные токоведущие части помещены в специальные шкафы или ограждены [11].

Для безопасности ведения работ все разъединители имеют стационарные заземляющие ножи. Установка электрооборудования (расстояние от токоведущих частей до земли, зданий, сооружений, между токоведущими частями и другие) выполнены с соблюдением требований ПУЭ. На подстанции предусмотрены проезды и проходы, выполненные таким образом, чтобы обслуживающий персонал мог производить осмотр электрооборудования, находящегося под напряжением, без его отключения.

В соответствии с правилами устройства электроустановок, все помещения, содержащие электроустановки, классифицируются с точки зрения опасности поражения электрическим током. В данном проекте помещение имеет 1 категорию по поражению электрическим током.

1 категория: Помещения без повышенной опасности: сухие, не жаркие, с токонепроводящим полом, без токопроводящей пыли, а также помещения с небольшим количеством металлических предметов, конструкций, машин и т. п.

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 [11].

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 [11].

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

Молниезащита сооружений

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

- РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений»;
- Правила устройства электроустановок. Издание седьмое.

По тяжести возможных последствий поражения молнией рассматриваемые в данном проекте сооружения относятся ко II-ой категории молниезащиты [11].

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 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.

7.2 Экологическая безопасность

Для экологической безопасности ДЭС следует разработан ряд мероприятий.

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.

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/м³, для масла - 5 мг/м³[12].

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На объекте возможны природные и техногенные чрезвычайные ситуации.

Техногенные чрезвычайные ситуации связаны с производственной деятельностью человека. Наибольшую опасность представляют взрывы, пожары, внезапное обрушение зданий или сооружений, авария в электроустановках объекта, террористический акт.

Природные явления и процессы могут приводить к природным бедствиям, которые ежегодно уносят тысячи человеческих жизней и наносят огромный материальный ущерб. Природные бедствия представляют собой сложную совокупность разнообразных неблагоприятных и опасных природных явлений и процессов. Для данного объекта наибольшую опасность представляют затопление объекта, землетрясения, стихийные бедствия.

Для повышения устойчивости электроснабжения используются аккумуляторные батареи, способные предотвратить перебои в электроснабжении.

Пожарная и взрывная безопасность

Причинами пожаров на рассматриваемом объекте могут быть короткие замыкания в электрических установках, возгорание топлива ДЭС, нарушение работы ДЭС, поджог.

Категория помещения по пожарной опасности для гибридного энергетического комплекса принимается **Б** – взрывопожароопасное, т.к. так как температура вспышки дизельного топлива составляет более 28 °С.

Дизельные электростанции небольшой мощностью, имеют расходные баки, расположенные в непосредственной близости от дизель-генератора. Помещения ДЭС оборудованы автоматическими системами пожаротушения.

Пожаротушение. Для тушения пожаров на газогенераторной станции необходимо предусматривать, как правило, противопожарный водопровод,

источником водоснабжения которого должен являться существующий закольцованный водопровод с двумя нитками ввода.

Источниками водоснабжения могут являться также: градирня, бассейн, резервуары запаса воды (не менее двух). В этом случае противопожарный водопровод не выполняется. Внутренний противопожарный водопровод для газогенераторной станции мощностью менее 1000 кВт не предусматривается.

Автоматическое пожаротушение распыленной водой на газогенераторную станцию необходимо предусматривать в кабельных сооружениях (кабельные этажи, шахты, туннели).

Первичные средства пожаротушения проектом не предусматриваются.

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.

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 расчетным токам.

Проектирование станции в части противопожарных мероприятий и защиты должно осуществляться в соответствии с СНиП 2.04.09-84, СНиП 2.01.02-85, ВСН 47-85, РД 34.49.101-87 "Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий".

К числу простых, но надежных мероприятий, относится обеспечение путей эвакуации из зоны пожара, включая заранее разработанный и доведенный до сведения людей план вывода из помещения, изображенный графически на видном месте, обозначение световыми сигналами мест выхода; обеспечение обозначенных проходов и проездов свободными. Пути выхода с верхних этажей должны быть наружными или иметь постоянно открытые выходы дыма.

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Общее руководство работой по безопасности труда, и персональная ответственность за нее возлагается на руководителя. На каждой электростанции положением о структурном подразделении и приказом руководителя должны быть распределены функции по обслуживанию оборудования, зданий, сооружений и коммуникаций между производственными подразделениями (цехами, районами, участками, лабораториями и т.д.), назначены работники, ответственные за состояние и безопасную эксплуатацию всех элементов энергоустановок, а также определены должностные обязанности всего персонала.

Персонал, принимаемый на работу по обслуживанию сооружений, тепломеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России. Не разрешается допускать к обслуживанию сооружений и оборудования работников, не прошедших медицинские осмотры.

Работников, не достигших возраста 18 лет, допускать к работам с тяжелыми и вредными условиями труда не разрешается.

Работники, допущенные к работам по вторым профессиям, а также к выполнению специальных работ, не предусмотренных для данной профессии, должны быть обучены и иметь об этом запись в удостоверении.

Специальными следует считать работы:

- верхолазные;
- по обслуживанию объектов и оборудования, подконтрольных соответствующим органам государственного надзора;
- огневые и газоопасные;
- с ртутью;
- с электро-, пневмо- и абразивным инструментом;

- на циркульных пилах;
- по перемещению тяжестей с применением авто- и электропогрузчиков, электрокаров;
- на металлообрабатывающих и абразивных станках.

Перечень специальных работ может быть дополнен руководителем с учетом местных условий.

На станции должны быть разработаны и утверждены инструкции по охране труда (правилам безопасности) как для работников отдельных профессий (машинистов ДВС, электросварщиков, станочников, слесарей, электромонтеров, лаборантов, уборщиц и др.), так и на отдельные виды работ (работы на высоте, монтажные, наладочные, ремонтные, проведение испытаний).

Персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования соответствующих инструкций по охране труда (технике безопасности).

Персонал, обслуживающий электрическую часть устройств автоматики, измерений и защит, должен руководствоваться требованиями по охране труда (правилами техники безопасности).

Персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними.

Весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ и обязан пользоваться ими во время работы.

В случае неприменения, неправильного применения и использования не по назначению средств защиты, выданных персоналу для выполнения определенной работы, ответственность за последствия (возникновение

несчастного случая или ухудшение здоровья) несет работник, виновный в их неприменении, неправильном применении или нецелевом использовании.

Работник, находящийся в помещениях с действующим энергетическим оборудованием (за исключением щитов управления), в колодцах, камерах, каналах, шахтах, туннелях, на строительной площадке, в ремонтной зоне и в местах, где возможно падение камней и других предметов, а также в зоне погрузочно-разгрузочных работ, должен носить защитную каску с застегнутым подбородным ремнем. Волосы следует убирать под каску.

В производственных помещениях должны быть вывешены на видных местах плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и приемы оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях.

В производственных помещениях на расстоянии не более 75 м от рабочих мест работники должны быть обеспечены питьевой водой.

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, приблизительно определена требуемая мощность проектируемой электростанции.

На втором этапе по известному годовому графику нагрузки определены варианты построения ДЭС, по методу приведенных годовых затрат определен оптимальный вариант построения ДЭС (6 генераторов по 500 кВт).

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. Сравнили электростанции с различным топливом, и выбрали наиболее конкурентоспособный, такой оказалась дизельная электростанция. Затем определили бюджет затрат на проектирования, который составил 165308 рублей. Подсчитали капитальные

вложения, они составили 21225308 рублей, и определили себестоимость энергии вырабатываемой на проектируемой ДЭС, она составила 6,3 рубля.

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 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. Власова В.М. Методы оценки эффективности инвестиций // Некоммерческое партнерство Центр дистанционного образования «Элитариум» (Санкт-Петербург), <http://www.elitarium.ru/>
11. Справочник по проектированию электрических сетей. Под редакцией Д.Л.Файбисовича. – М.:Изд-во НИЦ ЭНАС, 2005 – 320 с. Ил.
12. Комплектное распределительное устройство напряжением 6-10 кВ «Классика» серии D-12P. Руководство по эксплуатации. www.kruelta.com
13. Правила устройства электроустановок. Издание седьмое.

2003,496c.

