

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Отделение Электроэнергетики и электротехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Проектирование электрической части ТЭЦ мощностью 226 МВт

УДК – 621.311.22.002.5-83

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А7Б	Баранов Александр Валерьевич		

Руководитель ВКР/ консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Космынина Нина Михайловна	к.т.н., доцент		
Ассистент	Сулайманова Венера Алмазовна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шестакова Вера Васильевна	к.т.н., доцент		

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области <i>электроэнергетики и электротехники</i>	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> , АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> .
P2	Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в областях <i>электроэнергетики и электротехники</i> .	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> , АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P3	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области <i>электроэнергетики и электротехники</i> .	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> , АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P4	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> , АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P5	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области <i>электроэнергетики и электротехники</i> с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> , АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P6	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области <i>электроэнергетики и электротехники</i> .	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> , АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P7	Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественно-научные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа <i>электрических устройств, объектов и систем</i> .	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> , АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов 40.011, Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам
P8	Уметь формулировать задачи в области <i>электроэнергетики и электротехники</i> , анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> , АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов 40.011, Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам
P9	Уметь проектировать <i>электроэнергетические и электротехнические системы и их компоненты</i> .	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> , АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов 40.011, Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам
P10	Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> , АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> ,

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
	определением параметров, характеристик и состояния <i>электрооборудования, объектов и систем электроэнергетики и электротехники</i> , интерпретировать данные и делать выводы.	требования профессиональных стандартов 20.030 - Работник по техническому обслуживанию и ремонту кабельных линий электропередачи. 20.031 - Работник по техническому обслуживанию и ремонту воздушных линий электропередачи. 20.035 Работник по осуществлению функций диспетчера в сфере оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике 20.032 Работник по обслуживанию оборудования подстанций электрических сетей
P11	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области <i>электроэнергетики и электротехники</i> .	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> , АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов 20.030 - Работник по техническому обслуживанию и ремонту кабельных линий электропередачи. 20.031 - Работник по техническому обслуживанию и ремонту воздушных линий электропередачи. 20.035 Работник по осуществлению функций диспетчера в сфере оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике 20.032 Работник по обслуживанию оборудования подстанций электрических сетей 40.011, Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам
P12	Иметь практические знания принципов и технологий <i>электроэнергетической и электротехнической</i> отраслей, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателей.	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> , АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов 20.030 - Работник по техническому обслуживанию и ремонту кабельных линий электропередачи. 20.031 - Работник по техническому обслуживанию и ремонту воздушных линий электропередачи. 20.035 Работник по осуществлению функций диспетчера в сфере оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике 20.032 Работник по обслуживанию оборудования подстанций электрических сетей

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Отделение Электроэнергетики и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

_____ В.В. Шестакова
 «__» _____ 2021 г.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
5А7Б	Баранов Александр Валерьевич

Тема работы:

Проектирование электрической части ТЭЦ мощностью 226 МВт	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	06.04.2021, 96-44/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2021
--	------------

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>	<p>Объектом проектирования является ТЭЦ мощность 226 МВт. Исходными данными являются структурная схема ТЭЦ, число и мощность турбогенераторов, нагрузка на РУ СН, нагрузка на ГРУ, данные по линиям связи энергообъекта с энергосистемой, данные по энергосистеме.</p>
<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>	<p>Основные разделы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Краткая характеристика объекта. 2. Выбор и обоснование электрооборудования ТЭЦ 3. Исследование режимов работы ТЭЦ 4. Проектирование измерительной подсистемы <p>Дополнительные разделы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; - Социальная ответственность.
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>1 Структурная схема электрической части ТЭЦ</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Креницына Зоя Васильевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Черемискина Мария Сергеевна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

05.02.2021

Задание выдал руководитель/консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Космынина Нина Михайловна	к.т.н., доцент		05.02.2021
Ассистент	Сулайманова Венера Алмазовна			05.02.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А7Б	Баранов Александр Валерьевич		05.02.2021

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Уровень образования: бакалавр

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2020 /2021 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
25.02	Краткая характеристика объекта.	20
15.03	Исследование режимов работы ТЭЦ	20
5.04	Выбор и обоснование электрооборудования ТЭЦ	20
27.04	Проектирование измерительной подсистемы	20
20.05	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
25.05	Социальная ответственность	10
		100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Космынина Нина Михайловна	к.т.н., доцент		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сулайманова Венера Алмазовна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шестакова Вера Васильевна	к.т.н., доцент		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5А7Б	Баранов Александр Валерьевич

Школа	ИШЭ	Отделение школы (НОЦ)	ОЭЭ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника/электрические станции

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска. Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Премимальный коэффициент 30%; Доплаты и надбавки 20%; Дополнительная заработная плата 15%; Накладные расходы 16%; Районный коэффициент 1,7.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды – 30,2 % (НК РФ)</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Проведение SWOT-анализа проекта</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Составление календарного плана проекта. Определение бюджета научного исследования</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Матрица SWOT</i>
2. <i>График проведения и бюджет НИ</i>
3. <i>Определение бюджета научного исследования</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	30.01.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А7Б	Баранов Александр Валерьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5А7Б	Баранов А.В.

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение (НОЦ)	Отделение электроэнергетики и электротехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника/электрические станции

Тема ВКР:

Проектирование электрической части тепловой электростанции мощностью 226 МВт	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения:	Силовое электрооборудование тепловой электростанции мощностью 226 МВт.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <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. 	<ul style="list-style-type: none"> – «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001. №197-ФЗ – ПУЭ – ГОСТ 12.2.032-78. «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов	<ul style="list-style-type: none"> – Превышение уровня шума; – Повышенная напряженность электрического поля; – Повышенная напряженность магнитного поля; – Работа на открытом воздухе; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Механические повреждения; – Поражение электрическим током; – Недостаточная освещенность рабочей зоны;
3. Экологическая безопасность: 3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду 3.2. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	<ul style="list-style-type: none"> – Атмосфера: вредное воздействие выбросов; – Гидросфера: повышение температуры воды; – Литосфера: растекание трансформаторного масла.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: 4.1. Анализ вероятных ЧС, возникающих при эксплуатации исследуемого объекта 4.2. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка	Возможные ЧС: <ul style="list-style-type: none"> – Аварии с выбросом химически опасных веществ; – Пожары и взрывы (наиболее типичная ЧС); – Аварии на энергетических и коммунальных системах; – Наиболее типичная ЧС – взрыв трансформатора.

порядка действия в случае возникновения ЧС	
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.02.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А7Б	Баранов Александр Валерьевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 135 страниц текстового документа, 35 рисунка, 56 таблиц, 10 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: ТЭЦ, схема электрических соединений, структурные схемы ТЭЦ, электроэнергетика.

В выпускной квалификационной работе поставлена цель проектирования электрической части ТЭЦ – 226 МВт. Проектирование включает в себя выбор коммутационного и силового оборудования, токоведущих частей. Для этого нужно проанализировать продолжительные режимы работы электрической станции, а также рассчитать токи короткого замыкания для различных узлов. Также спроектировать измерительную систему, выбрать схему соединения, спроектировать систему электроснабжения собственных нужд.

После выполнения поставленных задач была спроектирована электрическая часть ТЭЦ 226 МВт, которая отвечает требованиям надежности и безопасности.

Область применения: данную выпускную квалификационную работу можно использовать как часть проекта для проектирования новой ТЭЦ 226 МВт.

Для выполнения работы были использованы следующие компьютерные программы: ПК “MathCAD”, “Microsoft Office”, “Microsoft Visio”.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

ВН – высокое напряжение;

СН – среднее напряжение;

НН – низкое напряжение;

РПН – регулирования напряжения под нагрузкой;

БЩУ – блочные щиты управления;

ПБВ – переключатель без возбуждения;

ВЛ – воздушная линия;

РУ – распределительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

Оглавление

Реферат	10
Оглавление	12
Введение	14
1. Данные для проектирования.....	15
2. Выбор турбогенераторов	17
3. Расчет баланса мощностей.....	22
3.1. Баланс активных мощностей	22
3.2. Баланс реактивной мощности	23
3.3. Баланс полных мощностей.....	24
4. Описание структурной схемы	25
4.1. Аналитический расчет продолжительных режимов.....	26
4.2. Полное описание выбранного расчетного присоединения	30
5. Определение расчетных условий для выбора аппаратуры и токоведущих частей выбранного присоединения	33
5.1. Определение расчетных условий для выбора аппаратуры и токоведущих частей выбранного присоединения	33
5.2. Расчет токов короткого замыкания	35
6. Выбор коммутационных аппаратов в цепях расчетного присоединения ...	53
6.1. Выбор выключателей	53
6.2. Выбор разъединителей.....	58
7. Выбор токоведущих частей цепей расчетного присоединения	61
7.2. Выбор жестких шин для ГРУ	65
7.3. Выбор комплектного пофазно-экранированного токопровода для выводов генератора G1	68
8. Выбор схем электрических соединений распределительных устройств для выбранного расчётного присоединения.....	69
9. Проектирование измерительной подсистемы.....	71
9.1. Выбор трансформаторов тока и напряжения	73
9.1.1. Выбор измерительных трансформаторов тока.....	73
9.1.2. Выбор трансформаторов напряжения	78
10. Анализ схемы управления выключателем	81
11. Проектирование системы электроснабжения собственных нужд	85
12. Электрическая схема ТЭЦ	88
13. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	90

13.1. Анализ конкурентных технических решений.....	90
13.2. SWOT – Анализ	92
13.3. Планирование научно-исследовательских работ.....	95
13.4. Определение трудоемкости работ	97
13.5. Разработка графика проведения научного исследования	98
13.6. Расчет затрат на проектирование.....	102
13.7. Ресурсоэффективность.....	110
Заключение по главе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».....	111
14. Социальная ответственность	113
14.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	114
14.2. Производственная безопасность	117
14.3. Анализ вредных и опасных производственных факторов	118
14.4. Обоснование мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов на исследователя (работающего)	124
14.5. Экологическая безопасность	126
14.6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	129
Заключение по разделу «Социальная ответственность».....	132
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	134
Список используемой литературы	135

Введение

Целью работы является проектирование электрической части ТЭЦ мощностью 226 МВт. В ходе работы предстоит выполнить выбор турбогенераторов, силовых трансформаторов, расчёт нормального и аварийного режима работ, так же выбрать все необходимые электрические аппараты, схемы соединения РУ, спроектировать систему электроснабжения собственных нужд и измерительную подсистему. Также необходимо представить структурно-принципиальную схему проектируемого объекта.

ТЭЦ – разновидность тепловой электростанции, которая не только производит электроэнергию, но и является источником тепловой энергии в централизованных системах теплоснабжения (в виде пара и горячей воды, в том числе и для обеспечения горячего водоснабжения и отопления жилых и промышленных объектов).

1. Данные для проектирования

Исходные параметры:

Таблица 1 – Турбогенераторы

Параметры	Тип 1	Тип 2
Число турбогенераторов	1	2
Номинальная активная мощность, МВт	100	63
Номинальное напряжение обмотки статора, кВ	10,5	10,5
Коэффициент расхода на собственные нужды в %, К с.н.	10	10
Дополнительные сведения: 1. Для всех вариантов значение коэффициента расхода на собственные нужды при отключенном генераторе Кс.н._откл принять равным 4 % от P ном_G.		

Таблица 2 – Нагрузка

Параметры	Нагрузка		
	1	2	3
1. Напряжение, кВ U_нагр	10,5	35	-
1. Максимальная мощность одной линии P max_нагр, МВт	12	8	-
3. Число линий с P max_нагрузки	12	12	-
4. Коэффициент одновременности K одн_нагр	0,8	0,77	-
5. Коэффициент мощности Cos F_нагр	0,8	0,8	-
Для всех вариантов значение коэффициента снижения максимума нагрузки в минимальном режиме принять равным 0.8.			

Таблица 3 – Данные по линиям связи энергообъекта с энергосистемой

Напряжение, кВ, - 110	Число линий связи объекта с энергосистемой – 1
Длина одной линии связи, км, - 220	Сечение сталеалюминиевого провода, мм*мм, - 240/32
Количество проводов в фазе - -	Отношение X0 / X1 для линии связи -2,02

Таблица 4 – Данные по энергосистеме

Напряжение, кВ, - 110	Мощность короткого замыкания энергосистемы, МВ*А, 1700
Коэффициент ударный, о.е., 1,77	

Исходная структурная схема для проектирования представлена на рисунке 1:

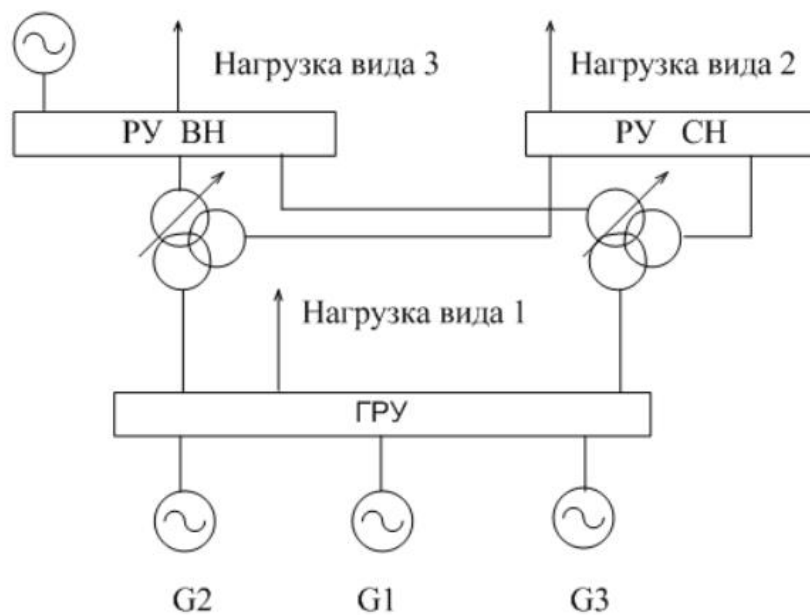


Рисунок 1 – Вариант структурной схемы

2. Выбор турбогенераторов

Турбогенератор выбирается на основании исходных данных задания. Критериями выбора являются активная мощность и напряжение на выводах обмоток статора генератора. Выбор осуществляется на основе предложенных турбогенераторов в справочнике [1, с.76].

Таблица 5 – Параметры выбранных турбогенераторов

Маркировка	$U_{\text{ном}}$, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВ· А	$P_{\text{ном}}$, МВт	$\cos \varphi$	$I_{\text{ном}}$, кА	X''_d	X_d
ТВФ-100-2У3	10,5	117,5	100	0,8	6,475	0,192	1,907
ТВФ-63-2У3	10,5	78,75	63	0,8	4,33	0,153	1,199

Продолжение таблицы 5:

Маркировка	Схема соединения обмоток	Тип системы охлаждения	Вид системы возбуждения
ТВФ-100-2У3	У-У	КВ, НВР	ВЧ
ТВФ-63-2У3	У-У	КВ, НВР	ВЧ

Расшифровка наименований турбогенераторов:

- Т – турбогенератор;
- ВФ – водородное форсированное охлаждение обмоток;
- 100 или 63 – номинальная мощность, МВт;
- 2 – количество полюсов;
- У – пригоден для использования в умеренным климатом;
- 3 – пригоден для использования в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

Тип охлаждения:

- КВ – косвенное охлаждение обмотки статора водородом;
- НВР – непосредственное охлаждение обмотки ротора водородом.

Система возбуждения:

- ВЧ – высокочастотная.

2.1 Описание систем возбуждения турбогенераторов

Для питания обмотки возбуждения используется постоянный ток, который генерируется и регулируется системой возбуждения.

Для выбранных турбогенераторов характерна высокочастотная система возбуждения. Для создания тока возбуждения используется индукторный генератор (*GE*), который генерирует высокочастотный ток. После индукторного генератора высокочастотный ток необходимо выпрямить, что делается с помощью выпрямителей (*VS*). Затем выпрямленный ток течет в обмотку возбуждения (*LG*).

Частота этого тока равна 500 Гц и обуславливается необходимостью уменьшения пульсаций выпрямленного тока, а также это влечет за собой меньшие размеры самого возбудителя и повышение надежности системы возбуждения. Высокая надежность обеспечивается тем, что сами обмотки переменного тока и обмотки возбуждения конструктивно находятся исключительно на статоре, ротор же в свою очередь состоит из ферромагнитного цилиндра, имеющего явно выраженные полюса. Таким образом при вращении ротора возникает пульсирующее магнитное поле, которое проходя через обмотки переменного тока генерирует в них переменный ток.

Самовозбуждение обеспечивается включением одной из трех обмоток индукторного генератора последовательно с обмоткой возбуждения генератора *LG*.

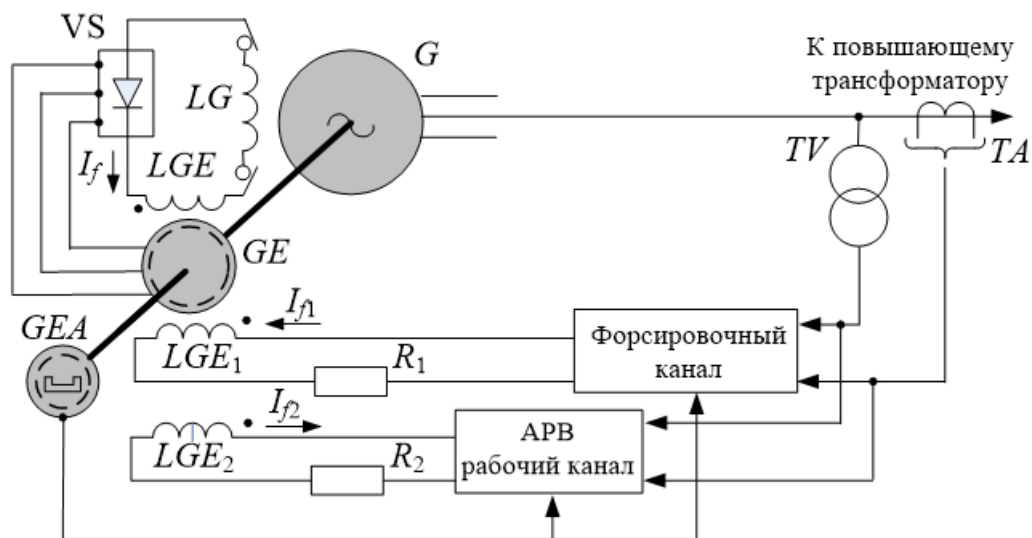


Рисунок 2 – Структурная схема высокочастотной системы возбуждения

Описание структурной схемы высокочастотной системы возбуждения:

- G – синхронный турбогенератор (СТГ);
- GE – индукторный высокочастотный генератор возбуждителя (ВГТ);
- GEA – высокочастотный подвозбудитель (ВЧП);
- LG – обмотки ротора генератора;
- LGE – обмотки возбуждения;
- LGE₁ и LGE₂ – обмотки возбуждения вторая и третья;
- VS – управляемый вентиль (тиристор);
- R₁ и R₂ – сопротивления в цепи регулирования возбуждения;
- Форсировочный канал – устройство обеспечивающее начальное возбуждение и его форсировку при снижении напряжения более чем на 5%;
- АРВ рабочий канал – устройство автоматического регулирования напряжения, обеспечивающее поддержание напряжения генератора в нормальном режиме работы путём изменения тока в обмотке LGE₂;
- TV – измерительный трансформатор напряжения;
- ТА – измерительный трансформатор тока;
- I_f – ток основной обмотки возбуждения;
- I_{f1} – ток первичного возбуждения;
- I_{f2} – ток возбуждения во вторичной обмотке возбуждения, обеспечивающей подвозбуждение.

2.2 Описание системы охлаждения турбогенераторов

Турбогенераторы серии ТВФ мощностью 60 МВт и более предназначены для соединения с тепловыми турбинами. Непосредственное охлаждение роторов этих турбогенераторов осуществляется по схеме самовентиляции. Косвенное охлаждение обмотки статора осуществляется по радиальной многоструйной схеме (Рисунок 3).

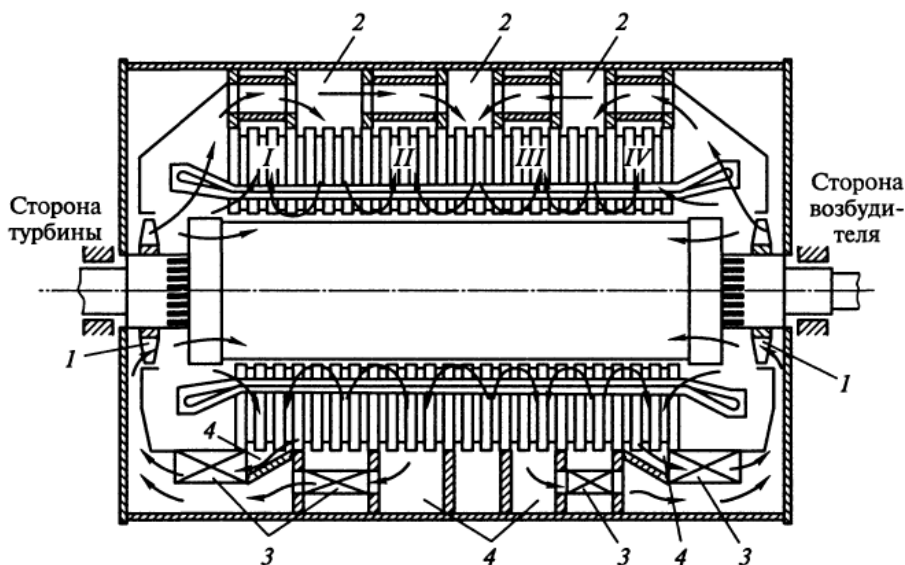


Рисунок 3 – Схема многоструйной радиальной вентиляции в генераторах

Преимущества применения водорода: в 7 раз большая теплопроводность, чем у воздуха, в 14 раз меньшая плотность, в 1,44 раза больший коэффициент теплоотдачи с поверхности [3, с.41].

Опасностью применения водорода служит возможность взрыва смеси водорода с воздухом.

Использования водорода позволяет увеличить КПД на 0,8 – 1 %.

Система вентиляции роторов генераторов серии ТВФ представлена на рисунке 3 [3, с.42]. Схема является многоходовой и охлаждению подвержены все проводники.

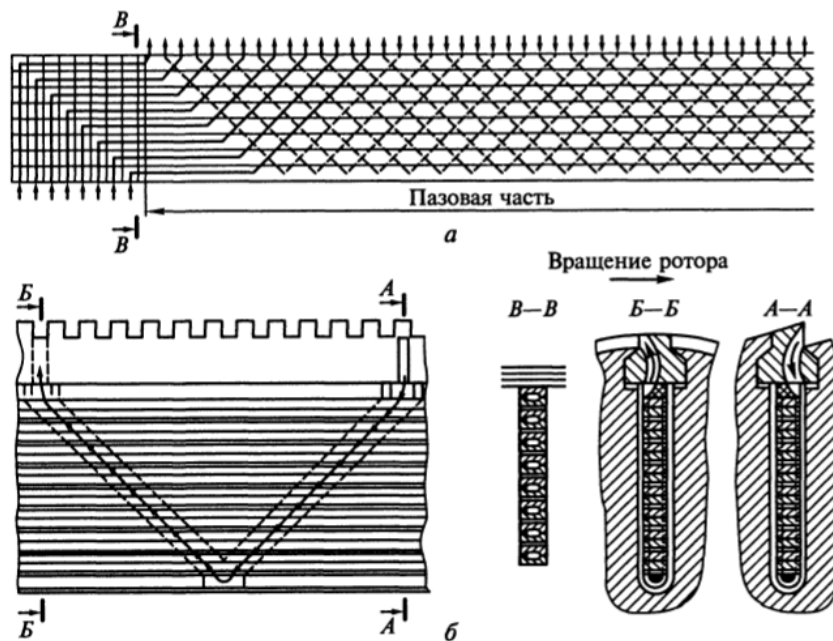


Рисунок 4 – Схема охлаждения турбогенераторов серии ТВФ
 а – общая система охлаждения; б – элементарный путь охлаждающего газа;
 А – А, Б – Б – разрезы пазов ротора; В – В – разрез по пазу ротора в
 торцевой части

4. Описание структурной схемы

Структурной схемой называется схема выдачи электроэнергии, на которой в виде графических изображений показываются основные функциональные части и связи между ними. В качестве основных функциональных частей выступают генераторы проектируемой станции (G), система (С), распределительные устройства (РУ), линии внешних (W) и внутренних (собственные нужды – с.н.) нагрузок потребителей. Схема имеет неблочную структуру.

На данной электростанции расположено три распределительных устройства: РУ ВН – 110 кВ, РУ СН – 35 кВ и ГРУ – 10,5 кВ (Генераторное распределительное устройство). К ГРУ подключены 3 генератора – G1, G2 и G3.

Для повышения надежной выдачи электроэнергии со станции, РУ ВН и РУ СН связаны между собой двумя элементами, этими элементами являются два трехобмоточных трансформатора связи со встроенным устройством РПН.

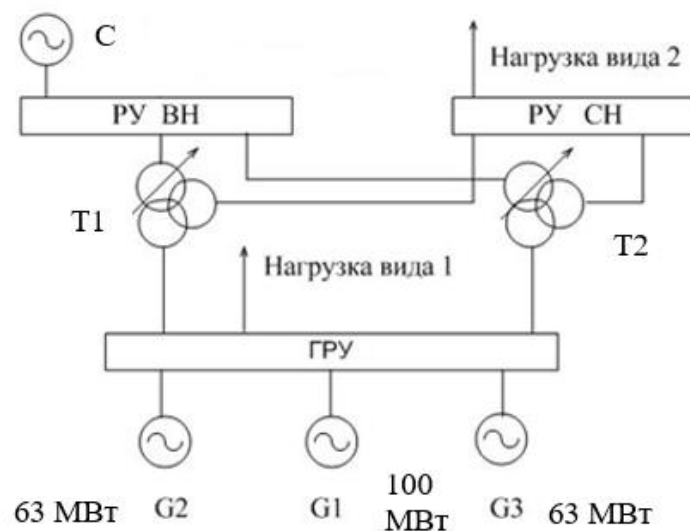


Рисунок 5 – Структурная схема ТЭЦ

$$S_{ТРЕБ_НОМ} = \text{MAX} (S_{РАСЧ_МАХ(MIN)(П/АВ)} / K_{СИСТ_НАГРУЗКИ}; S_{РАСЧ_РЕМ} / K_{АВ_ПЕРЕГРУЗКИ})$$

где,

$$K_{СИСТ_НАГРУЗКИ} = 1,07.$$

$$K_{АВ_ПЕРЕГРУЗКИ} = 1,4.$$

Проверяем по расчетному режиму:

$$S_{расч}^{режим} / K_{сист.нагр.} = 55,125 / 1,07 = 51,519 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Проверяем по наиболее тяжелому режиму – ремонтному, силовой трансформаторов Т2 в ремонте(отключён):

$$S_{расч}^{рем} / K_{пер.авт.} = 2 * 55,125 / 1,4 = 78,75 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Таблица 6 – Трансформаторы

S _{ТРЕБ} ^{НОМ} , МВ·А	S _{НОМ} , МВ·А	Силовые трансформаторы									
		Тип	U _{ВН} ^{НОМ} , кВ	U _{СН} ^{НОМ} , кВ	U _{НН} ^{НОМ} , кВ	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	u _к , %			I _х , %
								ВН- СН	ВН- НН	СН- НН	
78,75	80	ТДТН 80000/110-У1	115	38,5	11	365	64	11	18,5	7	0,5

Таблица 7 – Расшифровка маркировки

Обозначение на схеме	Тип	Пояснение маркировки
T1, T2	ТДТН-80000/110-У1	Т – трёхфазный; Д – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла; Т – трехобмоточный; Н – система регулирования напряжения под нагрузкой, РПН; 80000- номинальная мощность, кВ*А;

		110 – класс напряжения обмотки ВН, кВ.
--	--	--

Описание системы охлаждения автотрансформаторов, предоставленное в таблице 8:

Таблица 8 – Описание системы охлаждения

Обозначение на схеме	Тип	система охлаждения
T1, T2	ТДТН-80000/110-У1	Масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла применяется для трансформаторов мощностью выше 16 и до 80 МВ·А. В таких трансформаторах тепло, выделенное в обмотках и магнитопроводе, передается окружающему маслу, которое, циркулируя по баку и радиаторным трубам. В навесных охладителях из радиаторных труб помещаются вентиляторы. Вентилятор засасывает воздух снизу и обдувает нагретую верхнюю часть труб. Пуск и останов вентиляторов могут осуществляться автоматически в зависимости от нагрузки и температуры нагрева масла. Трансформаторы с таким охлаждением могут работать при полностью отключенном дутье, если нагрузка не превышает 100% номинальной, а температура верхних слоев масла не более +55°С, также при минусовых температурах окружающей среды и при температуре масла не выше +45 независимо от нагрузки. Максимально допустимая температура масла в верхних слоях при работе с номинальной нагрузкой +95°С.

Встроенные регуляторы напряжения:

Выбранные трансформаторы имеют устройства регулирования напряжения под нагрузкой РПН.

ТДТН 80000/110-У1 РПН в нейтрали ВН $\pm 16\%$, ± 9 ступеней; ПБВ на стороне СН 34,5 и 38,5 кВ $\pm (2 \times 2,5\%)$ в линии СН

Выбор секционных реакторов

Реакторы выбираются:

1. По напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
2. По току $I_{ном} \geq I_{мах}$;
3. По индуктивному сопротивлению.

Секционный реактор допускается выбирать по напряжению и току.

$U_{уст} = 10,5$ кВ

$$I_{ном} \geq 0,5 I_{Гноммах} = 0,5 \cdot 6,873 = 3,437 \text{ кА}$$

По таблице 5.14 [1, стр. 342] выбираем реактор типа:

Таблица 9 – Параметры реактора

Тип реактора	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	X, Ом	Потери на фазу, кВт
РБДГ-10-4000-0,105У3	10,5	3750	0,105	18,5

Таблица 10 – Расшифровка маркировки токоограничивающего реактора:

Тип реактора	Расшифровка
РБДГ-10-4000-0,105У3	РБ – реактор бетонный; Д – принудительное охлаждение дутьём; Г – расположение фаз горизонтальное; 10 – класс напряжения (кВ); 4000 – номинальный ток (А); 0,105 – Номинальное индуктивное сопротивление(Ом); У – климатическое исполнение; 3 – категория размещения.

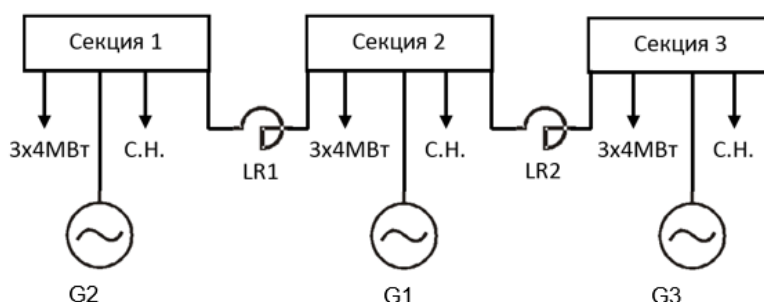


Рисунок 8 – Схема ГРУ с распределением генераторов и нагрузки по секциям

4.2. Полное описание выбранного расчетного присоединения

Описание схемы:

1. Приведем структурную схему с обозначением:

- генераторов;
- распределительных устройств;
- нагрузок внешних;
- нагрузок внутренних;
- системы;
- силовых трансформаторов:
- обозначение;
- РПН;
- схемы соединения обмоток;
- состояние нейтралей для каждой обмотки;
- встроенные измерительные трансформаторы тока.

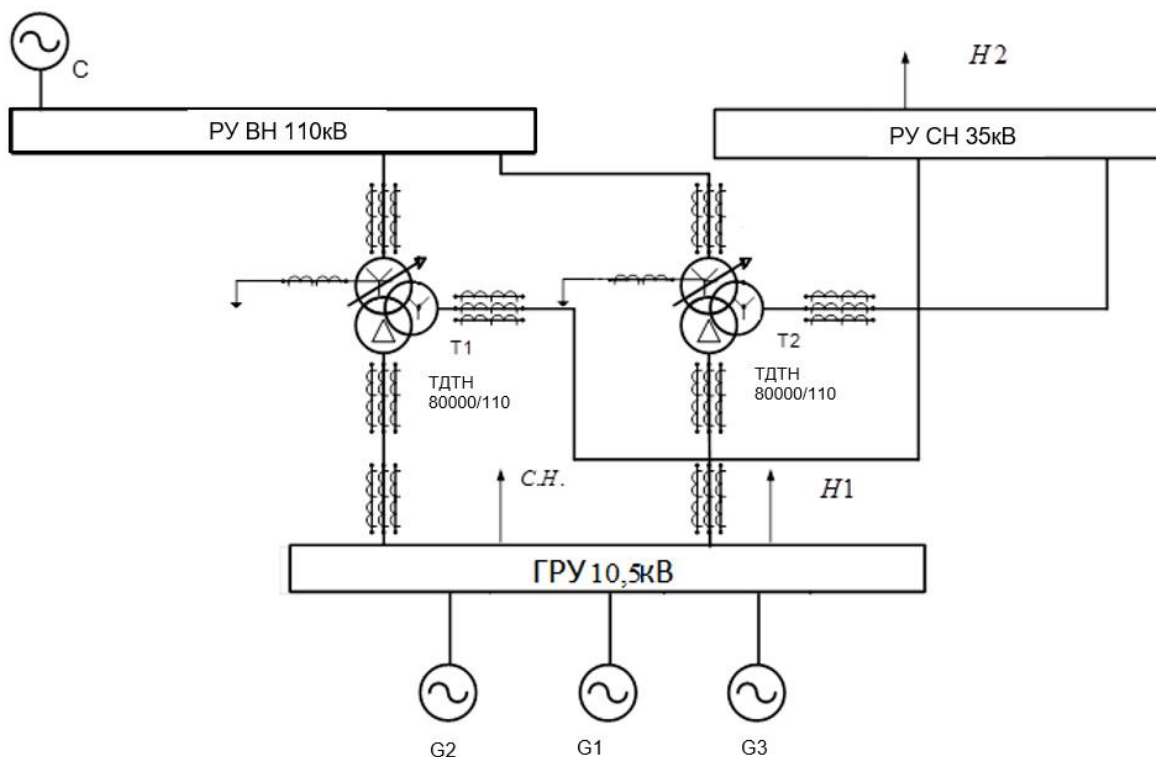


Рисунок 9 – Структурная схема

Описание расчётного присоединения

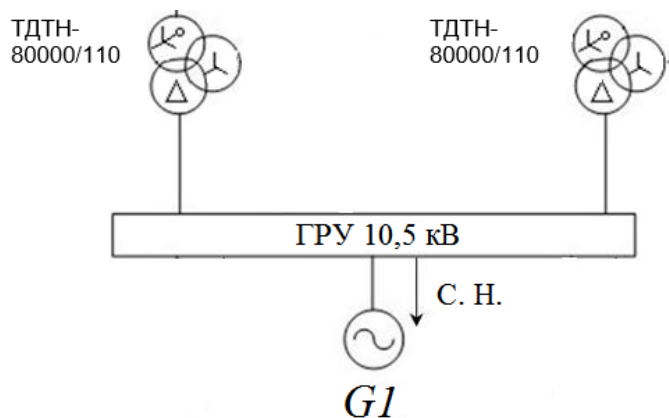


Рисунок 10 – Структурная схема выбранного присоединения.

Данное расчетное присоединение (генератор – ГРУ – сторона НН трансформатора связи) содержит генератор мощностью $P=100$ МВт и напряжение на выводах $U=10,5$ кВ, ГРУ напряжением $U=10,5$ кВ и низшую сторону трехобмоточного автотрансформатора связи типа ТДТН-80000/110 с номинальной мощностью $S=80$ МВ·А.

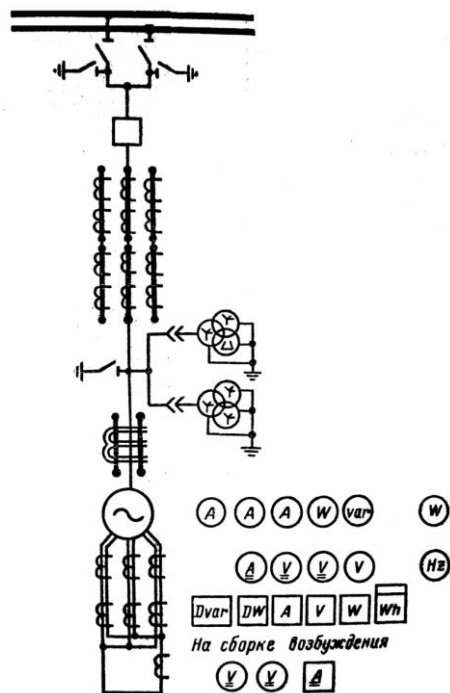


Рисунок 11 – Схема выводов генератора, входящего в расчетное присоединение

5 Определение расчетных условий для выбора аппаратуры и токоведущих частей выбранного присоединения

5.1. Определение расчетных условий для выбора аппаратуры и токоведущих частей выбранного присоединения

Расчетные условия по продолжительным режимам работы

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 электроустановка находится в одном из следующих режимов: нормальном, ремонтном, послеаварийном.

Нормальный режим – это такой режим работы электротехнического устройства, при котором значения его параметров не выходят за пределы, допустимые при заданных условиях эксплуатации. Для выбора аппаратов и токоведущих частей следует принимать наибольший ток нормального режима $I_{\text{норм}}$.

Ремонтный режим – это режим плановых профилактических и капитальных ремонтов. При выборе аппаратов и токоведущих частей необходимо учитывать повышение нагрузки, из-за отключения части элементов до $I_{\text{рем,макс}}$.

Послеаварийный режим – это режим, в котором часть элементов электроустановки вышла из строя или выведена в ремонт вследствие аварийного (непланового) отключения. При этом режиме возможна перегрузка оставшихся в работе элементов электроустановки током $I_{\text{пав,макс}}$.

Из двух последних режимов выбирают наиболее тяжелый, когда в рассматриваемом элементе электроустановки проходит наибольший ток $I_{\text{макс}}$

Таким образом, расчетными токами продолжительного режима являются: $I_{\text{норм}}$ – наибольший ток нормального режима; $I_{\text{макс}}$ – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима.

Таблица 11 – Расчётные условия агрегатов

Присоединение, сборные шины	$I_{\text{норм}}$	$I_{\text{макс}}$
Генератор	$I_{\text{норм}_{-г}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_G \cdot \cos \varphi}$	$I_{\text{макс}_{-г}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_G \cdot 0,95 \cdot \cos \varphi}$
Трансформатор связи		
Сторона НН	$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ГРУ}}}$	$I_{\text{макс}} = I_{\text{норм}} \cdot K_{\text{ав_перезгрузки}}$
Сборные шины	Равен наибольшему из нормальных токов присоединений	Равен наибольшему из максимальных токов присоединений
Секционный токоограничивающий реактор	определяется по перетокам мощности между секциями ГРУ в нормальном режиме	$(0,5 - 0,7) \cdot I_{\text{ном}_G}$
Линия нагрузки	$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нагр}} \cdot n_{\text{линей}}}$	$I_{\text{макс}} = \frac{n}{n-1} I_{\text{норм}}$

Таблица 12 – Расчётные условия агрегатов полученных значений

Обозначение на схеме	Присоединение, сборные шины	Нормальный режим		Утяжеленный режим	
		Развернутая формула	Ином, кА	Развернутая формула	Имакс, кА
G1	Генератор	$\frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8}$	6,873	$\frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,95 \cdot 0,8}$	7,235
T1,T2	Трансформатор связи: сторона НН	$\frac{80}{\sqrt{3} \cdot 10,5}$	4,399	$6,87 \cdot 1,4$	6,158
ГРУ	Сборные шины	-	6,873	-	7,235
LR	Секционный токоограничивающий реактор	-	1,524	$0,5 \cdot 6,873$	3,437
Н	Нагрузка	$\frac{144}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 12}$	0,66	$\frac{12}{12-1} \cdot 0,66$	0,72

5.2. Расчет токов короткого замыкания

Короткими замыканиями называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю в сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах. Расчеты токов короткого замыкания производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки установок релейной защиты и автоматики.

Расчет токов при трёхфазном КЗ выполняется в следующем порядке:

- для указанной энергосистемы составляется расчетная схема.
- по расчетной схеме составляется схема замещения.

- путем преобразования приводят схему к наиболее простому виду, определяя результирующее сопротивление и ЭДС.
- зная результирующую ЭДС и сопротивление, по закону Ома определяем начальную составляющую тока КЗ, затем ударный ток.

Для целей расчётов в структурную схему вводим все источники питания и те связи источников между собой и с местом повреждения, которые обтекаются током короткого замыкания. Нагрузку при расчётах режимов коротких замыканий не учитываем. Поэтому на структурной схеме не отображаем собственные нужды, и нагрузки. На структурной схеме намечаем места повреждений, при которых аппараты и токоведущие части заданного присоединения обтекаются наибольшим током короткого замыкания. Таким образом, имеем две точки трёхфазного короткого замыкания – на шинах РУ ВН 110 кВ и на выводах генератора G1.

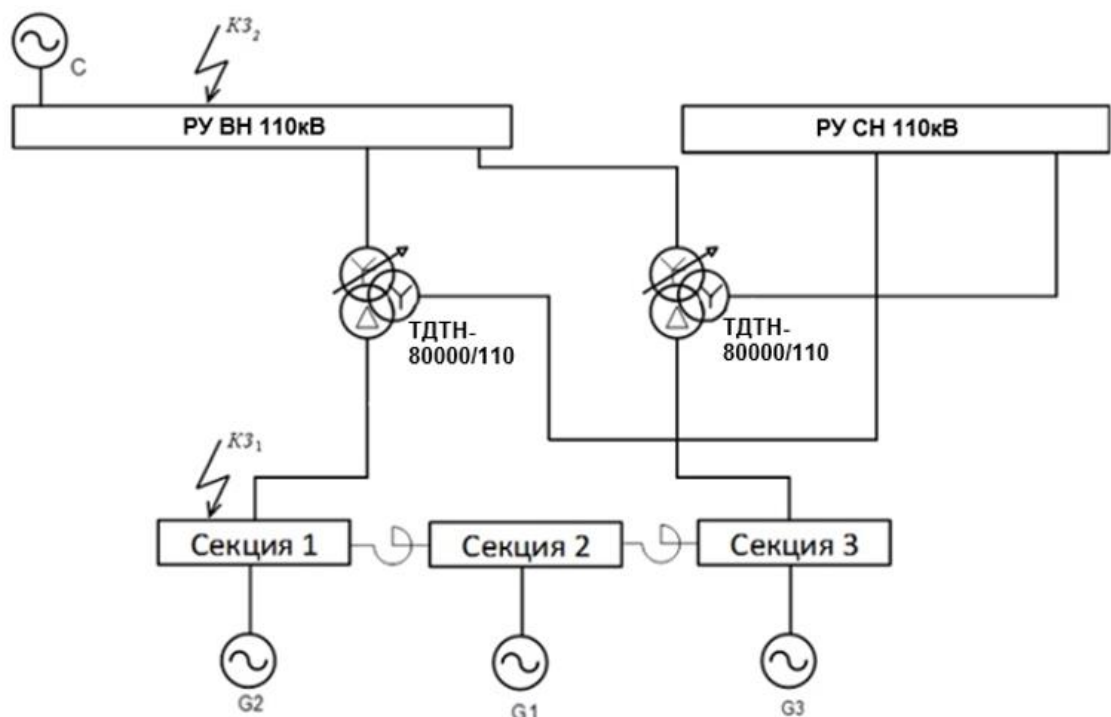


Рисунок 12 – Структурная схема ТЭЦ для расчета трехфазного КЗ

На основе структурной схемы электроустановки и намеченного места повреждения составим схему замещения в которую входят:

- все источники (система, генераторы);
- связи источников с местом КЗ и между собой (трансформаторы, линии).

Источники вводятся в схему замещения ЭДС и сопротивлениями. Связи вводятся в схему замещения сопротивлениями.

Источники вводятся в схему замещения ЭДС и сопротивлениями. Связи вводятся в схему замещения сопротивлениями.

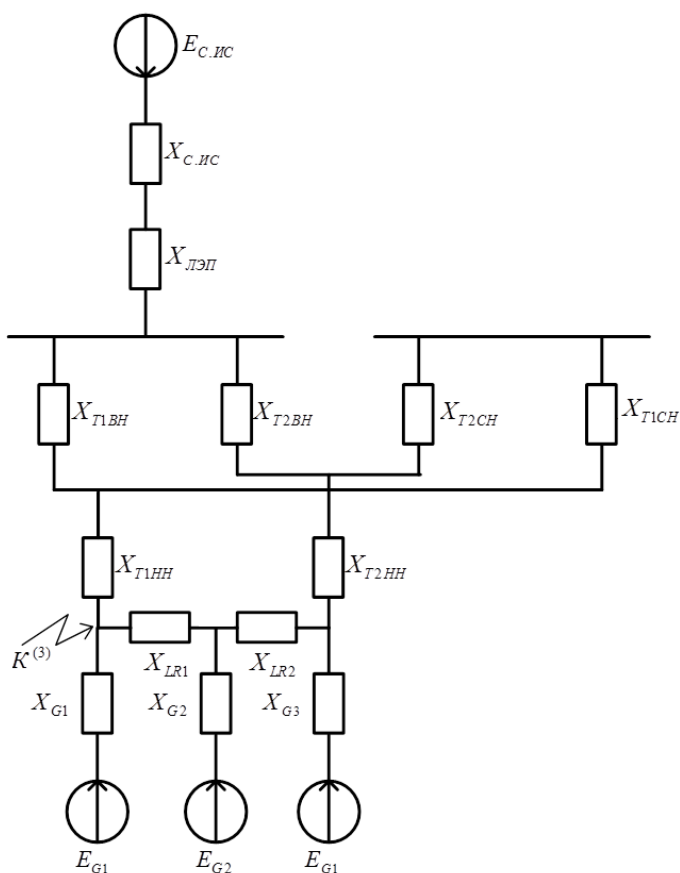


Рисунок 13 – Первоначальная схема замещения

Расчет параметров элементов схемы замещения:

Для аналитического расчета принимаем следующие базисные условия для расчёта параметров схемы замещения в относительных единицах:

$$S_{\sigma} = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$U_{\sigma 1} = 10,5 \text{ кВ}; I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА};$$

$$X_{\Sigma} = \frac{X_{16} \cdot X_1}{X_{16} + X_1} = \frac{1,745 \cdot 4,234}{1,745 + 4,234} = 1 \text{ о.е.}$$

$$I_{*КЗ} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} = \frac{1,633}{1} = 1,633 \text{ о.е.}$$

$$I_{КЗ} = I_{*КЗ} \cdot I_{б3} = 1,633 \cdot 5,02 = 8,197 \text{ кА}$$

Суммарное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{по} = I_{по1} = 8,197 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_K^{(1)} \cdot K_y; \quad K_y = 1,77$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 8,197 \cdot 1,77 = 20,519 \text{ кА}$$

Расчет однофазного короткого замыкания не проводим, т.к. для сети с изолированной нейтралью замыкание фазы на землю не является режимом однофазного короткого замыкания.

Значения сводим в таблицу в 13:

Таблица 13 – Результаты расчета ТКЗ

Обозначение точки КЗ	Описание места повреждения	Вид короткого замыкания	Параметры режима КЗ	
			$I_{по}$, кА	i_y , кА
$K_1^{(3)}$	Шины ГРУ	Трёхфазное КЗ	62,486	156,411
$K_2^{(3)}$	Шины РУ ВН 110 кВ	Трёхфазное КЗ	8,197	20,519

6. Выбор коммутационных аппаратов в цепях расчетного присоединения

6.1. Выбор выключателей

Предварительный выбор аппаратов выполняется по условиям работы в продолжительных режимах и электродинамической стойкости в режимах К.З.[1, табл. 5.1, 5.2, с. 228].

Таблица 14 – Параметры выбранных выключателей

Место установки	Тип аппарата		Параметры режима			
			U, кВ	$I_{\max} (I_{ном})$, кА	$I_{по}$, кА	i_y , кА
Выводы блочного генератора 100 МВт	МГУ-20-90/9500У3	расч.	10,5	6,475	37,89 1	94,847
		катал.	20	9,5	90	300

Структура условного обозначения:

МГУ-20-90/9500У3:

М – масляный;

Г – генераторный;

У – усиленный по скорости восстанавливающегося напряжения;

20 – номинальное напряжение, кВ;

90 – номинальный ток отключения, кА;

9500 – номинальный ток, А;

У – для работы в районах с умеренным климатом;

7. – для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

Таблица 15 – Дополнительные каталожные данные выключателей

Тип аппарата	$t_{O.B.}$ с	$t_{C.B.}$ с	$I_{откл.ном.}$ кА	$I_{m.ст.}$ кА	$t_{m.ст.}$ с	$\beta_{ном}$ %	Тип привод а	Кол- во ТА
МГУ-20- 90/9500У3	0,2	0,15	90	90	4	20	ПС-31	-

Проверка выключателей по отключающей способности и термической стойкости:

- Проверка по отключающей способности:

- Для выключателя МГУ-20-90/9500У3:

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

$$I_{П,τ} \leq I_{откл.ном.}$$

$$I_{ПО} = 37,891 \text{ кА}$$

Найдем $I_{П,τ}$ [2, с. 152] для:

$\tau = t_{P3,min} + t_{C.B.} = 0,01 + 0,15 = 0,16 \text{ с}$ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$1) I_{ном} = 6,475 \text{ кА}$$

$$2) \frac{I_{ПО}}{I_{ном}} = \frac{37,891}{6,475} = 5,852$$

3) Следовательно, по данному отношению и времени $\tau = 0,16 \text{ с}$ определим с помощью кривых [2, рис. 3.26, с. 152] отношение:

$$\frac{I_{П,τ}}{I_{ПО}} \approx 0,75$$

4) Таким образом:

$$I_{П,τ} = 0,75 \cdot I_{ПО} = 0,75 \cdot 37,891 = 28,418 \text{ кА}$$

$$I_{П,\tau} \leq I_{откл.ном.} \Rightarrow 28,418 \text{ кА} < 90 \text{ кА} \Rightarrow \text{условие выполняется}$$

Затем проверяется возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном.}$$

где $i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 37,891 \cdot e^{-0,16/0,4} = 35,92 \text{ кА}$ – аperiodическая составляющая тока К.З. в момент расхождения контактов [2, с. 168];

$$T_a = 0,4 \text{ с (таблица 3.8 рожкова);}$$

$\tau = t_{P3,\min} + t_{C.B.} = 0,01 + 0,15 = 0,16 \text{ с}$ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов;

$\tau = t_{P3,\min} = 0,01 \text{ с}$ – минимальное время действия релейной защиты;

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{откл.ном.}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 20 \cdot 90}{100} = 25,46 \text{ кА} \quad \text{– номинальное допустимое}$$

значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

β_n – нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, %;

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} \Rightarrow 35,92 \text{ кА} < 25,46 \text{ кА} \Rightarrow \text{условие не выполняется}$$

Если условие $I_{П,\tau} \leq I_{откл.ном.}$ соблюдается, а $i_{a,\tau} > i_{a,ном}$, то допускается проверку по отключающей способности производить по полному току КЗ :

$$(\sqrt{2} \cdot I_{П,\tau} + i_{a,\tau}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном.} \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right)$$

$$(\sqrt{2} \cdot 28,418 + 35,92) \leq \sqrt{2} \cdot 90 \cdot \left(1 + \frac{20}{100}\right)$$

$$76,109 \text{ кА} \leq 152,735 \text{ кА}$$

Как видно, данное условие выполняется.

- Проверка выключателя по термической стойкости:
 - Для выключателя МГУ-20-90/9500УЗ:

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_K \leq I_{тер}^2 t_{тер},$$

где $B_K = I_{ПО}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 37,891^2 \cdot (4 + 0,4) = 6317 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ – тепловой импульс тока КЗ по расчету;

$t_{откл}$ – расчетное время отключения, с [2, с. 210];

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

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

$$B_{каталож} = I_{тер}^2 t_{тер} = 90^2 \cdot 4 = 32400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_K \leq B_{каталож} \Rightarrow 6317 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 32400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \Rightarrow \text{условие выполняется}$$

Как видно, выбранные выключатели проходят условия проверки по отключающей способности и термической стойкости. Полученные значения сведем в таблицу 6.3:

Таблица 16 – Выбранные выключатели

Место установки	Тип аппарата		Отключающая способность			Термическая стойкость	
			$I_{п,т},$ кА	$i_{а,т},$ кА	Полный ток КЗ, кА	$t_{откл},$ с	$B_K,$ кА ² ·с
		расч.	28,418	35,92	76,109	4	6317

Выводы блочного генератора 100 МВт	МГУ-20- 90/9500У3	кат.	90	25,46	152,74	4	32400
---	----------------------	------	----	-------	--------	---	-------

6.2. Выбор разъединителей

Выбор разъединителей производится:

1. по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

2. по току

$$I_{норм} \leq I_{ном}; I_{max} \leq I_{ном};$$

3. по конструкции, роду установки.

– По току и напряжению выбираем следующий разъединитель на ГРУ – выводы генератора 100 МВт:

РВР-20/8000 У3

$$I_{норм} \leq I_{ном} \Rightarrow 6,475 \text{ кА} \leq 8 \text{ кА}$$

$$U_{уст} \leq U_{ном} \Rightarrow 10,5 \text{ кВ} \leq 20 \text{ кВ}; I_{max} \leq I_{ном} \Rightarrow 7,56 \text{ кА} \leq 8 \text{ кА};$$

Проверка по электродинамической стойкости:

$$i_y \leq i_{пр,с}; I_{П,О} \leq I_{ПР,С}$$

$i_{пр,с}, I_{ПР,С}$ – предельный сквозной ток КЗ (амплитуда и действующее значение);

$$i_y \leq i_{пр,с} \Rightarrow 94,847 \text{ кА} \leq 320 \text{ кА} \text{ – условие выполняется.}$$

$$I_{П,О} \leq i_{ПР,С} \Rightarrow 37,891 \text{ кА} \leq 320 \text{ кА} \text{ – условие выполняется.}$$

Проверка по термической стойкости:

$B_K \leq I_{тер}^2 t_{тер} = B_{каталож} \Rightarrow 6317 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 125^2 \cdot 4 = 62500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ – условие выполняется.

Как видно, выбранный разъединитель проходит по данным условиям проверки. Полученные значения и параметры разъединителей сведем в таблицу 17.

Таблица 17 – Данные разъединителей

Наименование	Обозначение	Единица измерения	Место установки
			ГРУ – выводы генератора 100 МВт
Расчётные данные			
Напряжение	$U_{уст}$	кВ	10,5
Ток продолжительного режима	I_{max}	кА	7,56
Ударный ток	$i_{уд}$	кА	94,847
Интеграл Джоуля	$B_{расч}$	кА ² · с	6317
Каталожные данные			
Тип аппарата			РВР-20/8000 УЗ
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	20
Номинальный ток	$I_{ном}$	кА	8
Предельный сквозной ток	$i_{пр.скв.}$	кА	320
Ток термической стойкости	$I_{т.ст.}$	кА	125

Время термической стойкости	$t_{т.ст.}$	с	4
Интеграл Джоуля	$B_{ном}$	$кА^2 \cdot с$	62500
Тип привода			ПЧ-50

Структура условного обозначения:

РВР-20/8000 УЗ:

Р – разъединитель;

В – внутренней установки;

Р – рубящего типа;

20 – номинальное напряжение, кВ;

8000 – номинальный ток, А;

У – для работы в районах с умеренным климатом;

8. – для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

7. Выбор токоведущих частей цепей расчетного присоединения

Описание типов проводников выполняем в виде таблицы 10.1, [2, с. 216].

Таблица 18 – Описание исполнения цепей ТЭЦ

Описание цепей	Типы проводников
От выводов генератора G1 до фасадной стены	Комплектный пофазно-экранированный токопровод
Участок между турбинным отделением и ГРУ	Гибкий токопровод
ГРУ	Жесткие шины

7.1. Выбор гибкого токопровода

Гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с ГРУ 6 – 10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах.

– Выводы генератора:

$$I_{\text{норм}} = 6475 \text{ А} \quad I_{\text{max}} = 7560 \text{ А}$$

Сечение выбираем по экономической плотности тока:

$$q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{норм}}}{J_{\text{эк}}} = \frac{6475}{1} = 6475 \text{ мм}^2.$$

Принимаем два несущих провода АС 600/72, тогда сечение алюминиевых проводов должно быть:

$$q_a = q_{\text{э}} - q_{\text{АС}} = 6475 - 2 \cdot 600 = 5275 \text{ мм}^2.$$

Число проводов А-600:

5) Проверка по условиям коронирования необходима для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше.

Таблица 19 – Выбор и проверка гибких шин и токопроводов

Описание цепей	Каталожные данные				
	Тип проводника	$Q_{ном}$, мм ² (А/С)	$I_{доп}$, кА	Масса 1 км, кг	
				Алюминиевой части 1)А/С 2)А	Стали сердечника
1	2	3	4	5	6
Выводы генератора	2 х АС-600/72 + 9 х А-600	6600/ 144	10,4	1)1603 2)1618	567

Продолжение таблицы 19.

$Q_{эк}$, мм ²	I_{max} , кА	Расстояние между фазами, м	Электродинамическое воздействие		
			I , кА	b , м	$b_{доп}$, м
7	8	9	10	11	12
6475	7,56	3	37,891	0,35	1,325

Продолжение таблицы 20.

Каталожные данные	Число шин на фазу	$I_{\text{макс}}$, А	Расположение
3	4	5	6
Допустимый ток на две алюминиевые шины, А 8830	2	7560	В вершинах прямоугольного треугольника

Продолжение таблицы 20.

Конструктивные параметры расположения		Механический расчет				Термическая стойкость	
а, м	l, м	W, см ³	$\sigma_{\text{ф,мах}}$, Мпа	$\sigma_{\text{расч}}$, Мпа	$\sigma_{\text{доп}}$, Мпа	V_k , кА ² ·с	Q_{min} , мм ²
7	8	9	10	11	12	13	14
3	2	490	1,283	1,283	75	17180	1440

Таблица 21 – Выбор и проверка опорных изоляторов

Описание цепи	Каталожные параметры			Расчетные данные			
	Тип	$U_{\text{ном}}$, кВ	$F_{\text{разр}}$, кН	$F_{\text{доп}}$, кН	$F_{\text{и}}$, Н	K_h	$F_{\text{расч}}$, Н
1	2	3	4	5	6	7	8
ГРУ	ИО-10-16,00 УХЛЗ	10	16	9,6	2315	1,735	4058

Таблица 22 – Выбор и проверка проходных изоляторов

Описание цепи	Каталожные параметры				Расчетные данные			
	Тип	U _{ном} , кВ	I _{ном} , кА	F _{разр} , кН	F _{доп} , кН	I _{макс} , кА	F _и , Н	F _{расч} , Н
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ГРУ	ИП-10/8000-4250	10	8	42,5	2,55	7,56	3146,4	1157

7.3. Выбор комплектного пофазно-экранированного токопровода для выводов генератора G1

От выводов генератора до фасадной стены главного корпусатоководные части выполнены комплектным пофазно-экранированным токопроводом ГРТЕ-10-8550-250 [1, табл. 9.13, стр. 540]:

Проверка токопровода:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}; \Rightarrow 7,56 \text{ кА} < 8,55 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}; \Rightarrow 94,847 \text{ кА} < 250 \text{ кА}.$$

Таблица 23 – Выбор и проверка пофазно-экранированного токопровода

Тип генератора	Тип токопровода		I _{макс} , кА	U _{уст} , кВ	i _{уд} , кА	Тип встроенных измерительных трансформаторов	
						тока	напряжения
1	2	3	4	5	6	7	8
ТВФ–100–2У3	ГРТЕ-10-8550-250	Расч.	7,56	10,5	94,847	ТШ-20-10000/5	ЗНОМ-10

8. Выбор схем электрических соединений распределительных устройств для выбранного расчётного присоединения

Выбор схему для ГРУ-10 кВ: При числе генераторов равным 3 выбираем схему – две рабочие системы сборных шин, одна из которых секционированная для распределительного устройства генераторного напряжения.

Достоинства схемы: Гибкость, высокая надежность, наличие резервной системы сборных шин.

Недостатки схемы: Большое количество разъединителей, изоляторов, токоведущих материалов и выключателей, более сложная по сравнению с остальными схемами конструкция распределительного устройства, что ведет к увеличению капитальных затрат на сооружение ГРУ. Большое количество операций разъединителями и сложная блокировка между выключателями и разъединителями приводят к возможности ошибочного отключения тока нагрузки разъединителями. Вероятность аварий из-за неправильного действия обслуживающего персонала в схемах с двумя системами шин больше, чем в схемах с одной системой шин.

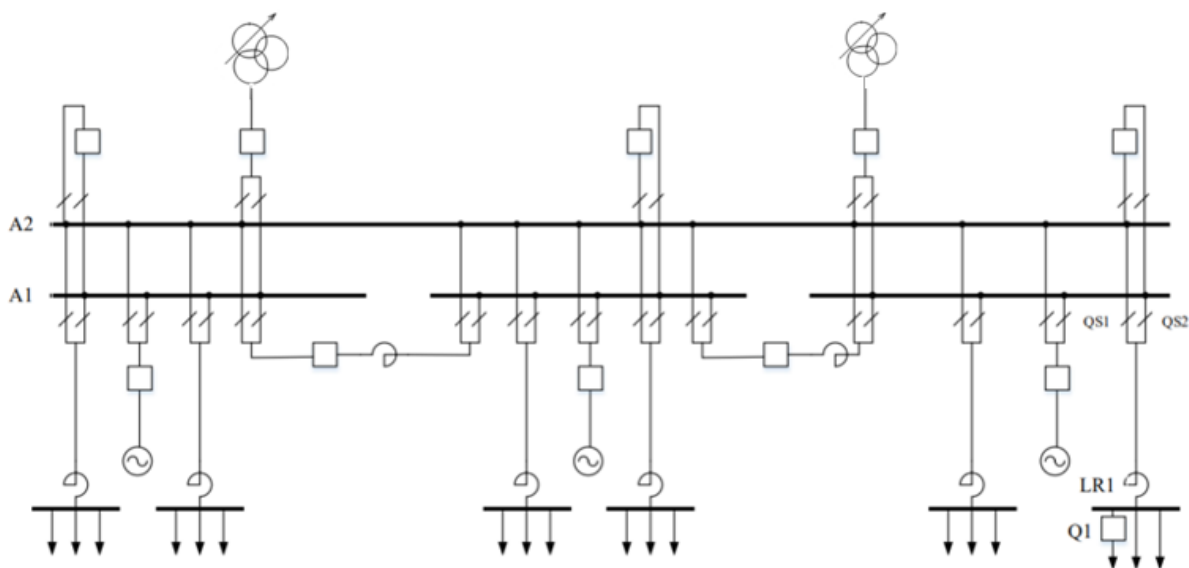


Рисунок 31 – Полная схема электрических соединений ГРУ–10 кВ

Порядок оперативных переключений при вводе линии в работу:

1. До оперативных переключений: - выключатель Q1 отключен;
– разъединители QS1, QS2 отключены;
2. Последовательность операций по переключениям присоединений:
– включают разъединитель QS2;
– включают выключатель Q1;
3. После оперативных переключений: - выключатель Q1 включен;
– разъединитель QS2 включен

9. Проектирование измерительной подсистемы

Опишем объем измерений в цепях ТЭЦ в виде таблицы 24.

Таблица 24 – Контрольно-измерительные приборы на ТЭЦ

№ п/п.	Цепь	Место установки приборов		Перечень приборов	Примечания
1	Турбогенератора	Статор		Амперметр в каждой фазе, вольтметр, ваттметр, варметр, счетчик активной энергии, датчик активной и реактивной мощности. Регистрирующие приборы: ваттметр, амперметр и вольтметр(на генераторах 60 МВт и более)	1.Перечисленные приборы устанавливаются на основных щитах управления (БЩУ). 2.При наличии БЩУ на ЦЩУ устанавливаются ваттметр и варметр. 3.На ЦЩУ устанавливаются частотомер, суммирующие ваттметр и варметр.
		Ротор		Амперметр, вольтметр. Вольтметр в цепи основного и резервного возбуждителей. Регистрирующий амперметр(на генераторах 60 МВт и более)	
2	Трансформатора связи РУ разных напряжений	Трехобмоточный автотрансформатор	НН СН ВН	Амперметр, ваттметр и варметр с двухсторонней шкалой	–
3	Сборных шин генераторного напряжения	На каждой секции или СШ		Вольтметр для измерения междуфазного напряжения, вольтметр с переключением для измерения трех фазных напряжений, частотомер.	–

		Общие приборы с переключением на любую секцию или систему шин	Два регистрирующих вольтметра для измерения междуфазных напряжений и два частотомера	
--	--	---	--	--

8. Приведем буквенное обозначение приборов

Таблица 25 – Буквенное обозначение приборов

Обозначение	Описание
PA	Показывающий (стрелочный) амперметр
PV	Показывающий (стрелочный) вольтметр
PW	Показывающий (стрелочный) ваттметр
PVA	Показывающий (стрелочный) варметр
PI	Счетчик активной энергии
UP	Датчик активной энергии
UQ	Датчик реактивной энергии
PF	Показывающий (стрелочный) частотомер
PSA	Регистрирующий амперметр
PSV	Регистрирующий вольтметр
PSW	Регистрирующий ваттметр
PSVA	Регистрирующий варметр
PSF	Регистрирующий частотомер

9. Приведем требования ПУЭ к классу точности измерительных приборов:

Таблица 25 – Требования ПУЭ к классу точности измерительных приборов

Объекты учета	Расчетные счетчики электроэнергии		Измерительные приборы
	активной	реактивной	
Генераторы мощностью более 50 МВт	0,5	На ступень ниже счетчиков активной электроэнергии	Класс точности измерительных приборов должен быть не хуже 2,5
Трансформаторы мощностью 63 МВ·А и выше	0,5		

10. Выберем измерительные приборы и приведем их характеристики в таблице 26:

Таблица 26 – Характеристики измерительных приборов

Прибор	Тип	Класс точности	Потребляемая мощность одной обмотки, В·А (Вт)		Для обмотки напряжения				
			Напряжения	Тока	Число обмоток	$\sin \varphi$	$\cos \varphi$	Потребляемая	
								Р, Вт	Q, вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
РА	Э-350	1,5	-	0,5	1	-	-	-	-
PV	Э-335	1,0	2	-	1	0	1	2	-
PW	Д-335	1,5	1,5	0,5	2	0	1	3	-
PVA	Д-335	1,5	1,5	0,5	2	0	1	3	-
PI	И-681	1,0	2	2,5	2	0,925	0,38	4	9,7
PK	И-689	1,5	3	2,5	2	0,925	0,38	6	14,5
UP	Е-849	0,5	10	1	-	0	1	10	-
UQ	Е-830	0,5	10	1	-	0	1	10	-
PF	Э-352	2,5	1	-	1	0	1	1	-
PSA	Н-393	1,5	-	10	1	-	-	-	-
PSV	Н-393	1,5	10	-	1	0	1	10	-
PSW	Н-395	1,5	10	10	2	0	1	10	-
PSVA	Н-395	1,5	10	10	2	0	1	10	-
PSF	Н-397	0,5	7	-	1	0	1	7	-

9.1. Выбор трансформаторов тока и напряжения

9.1.1. Выбор измерительных трансформаторов тока

Условия выбора и проверки ТА:

Трансформаторы тока выбирают:

- По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- По току:

$$I_{норм} \leq I_{1ном}; I_{max} \leq I_{1ном}$$

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

- По конструкции и классу точности;
- По электродинамической стойкости:

$$i_y \leq k_{эд} \sqrt{2} I_{1ном}; i_y \leq i_{дин},$$

- где i_y – ударный ток КЗ по расчету; $k_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости по каталогу; $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока; $i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости;

- По термической стойкости:

$$B_k \leq (k_m I_{1ном})^2 t_{тер}; B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер},$$

- где B_k – тепловой импульс по расчету; k_m – кратность термической стойкости по каталогу; $t_{тер}$ – время термической стойкости по каталогу; $I_{тер}$ – ток термической стойкости;

- По вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

- где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока; $Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Приведем требования ПУЭ к классам точности ТА [6].

Таблица 27 – Требования к классу точности измерительных трансформаторов

Назначение прибора	Класс точности прибора	Класс точности измерительных трансформаторов
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

Таблица 28 – Трансформаторы тока

Место установки	Тип		$U_{уст/ном}$ кВ	$I_{max/ном}$ кА	Класс точности	Стойкость при К.З.		Номинальные вторичные		Обозначение вторичных обмоток
						электродинамическая, кА	термическая, кА ² ·с	нагрузка, Ом	ток, А	
Выводы генератора 100 МВт	ТШВ-20-8000/5	расч	10,5	7,56	1	94,847	7392,43	1,2	5	0,2/10P
		кат	20	8	0,2	-	76800			

Пояснение буквенной и числовой части:

- ТШ-20-8000/5:

Т – трансформатор тока;

Ш – шинный;

20 – номинальное напряжение, кВ;

8000 – первичный номинальный ток, А;

5 – вторичный номинальный ток, А.

Выполним расчет вторичной нагрузки для одного трансформатора тока [2, с. 376]:

Таблица 29 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА		
		Фазы	А	В
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счетчик активной энергии	САЗ-И681	2,5	-	2,5
Амперметр регистрирующий	Н-344	-	10	-
Ваттметр регистрирующий	Н-348	10	-	10
Ваттметр (щит турбины)	Д-335	0,5	-	0,5
Итого		14	10	14

Из таблицы 29 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{14}{25} = 0,56 \text{ Ом}$$

где I_2 – номинальный вторичный ток.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,56 - 0,1 = 0,54 \text{ Ом}$$

– где $r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов, принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов.

Для выводов генератора 10,5 кВ применяется кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина 40 м, трансформаторы тока включены в полную звезду, поэтому $l_{\text{расч}} = l = 40 \text{ м}$, тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 40}{0,54} = 2,1 \text{ мм}^2$$

– где ρ – удельное сопротивление материала провода.

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм².

Где вторичная нагрузка:

$$Z_2 = r_{np} + r_{приб} + r_k = \frac{\rho l_{расч}}{q} + r_{приб} + r_k = \frac{0,0283 \cdot 40}{4} + 0,56 + 0,1 = 0,943 \text{ Ом}$$

Итого имеем:

- По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$10,5 \text{ кВ} \leq 20 \text{ кВ}$$

- По току:

$$I_{норм} \leq I_{1ном}; I_{max} \leq I_{1ном}$$

$$7,56 \text{ кА} \leq 8 \text{ кА}$$

- По конструкции и классу точности;

- По электродинамической стойкости:

$$i_y \leq k_{эд} \sqrt{2} I_{1ном}; i_y \leq i_{дин},$$

$$94,847 \text{ кА} \leq 81 \cdot \sqrt{2} \cdot 8 = 916,4 \text{ кА}$$

- где i_y – ударный ток КЗ по расчету; $k_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости по каталогу; $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока; $i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости;

- По термической стойкости:

$$B_k \leq (k_m I_{1ном})^2 t_{тер}; B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер},$$

$$7392,43 \text{ кА} \cdot \text{с}^2 \leq (20 \cdot 8)^2 \cdot 3 = 76800 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$$

- где B_k – тепловой импульс по расчету; k_m – кратность термической стойкости по каталогу; $t_{тер}$ – время термической стойкости по каталогу; $I_{тер}$ – ток термической стойкости;

- По вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

$$0,943 \text{ Ом} \leq 1,2 \text{ Ом}$$

– где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока; $Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Таблица 30

Место установки	Сопротивление элементов вторичной цепи		Схема соедин. обмоток ТА	Расчетные и каталожные данные контрольных кабелей					Вторичная нагрузка, Ом
	$R_{пр, \text{Ом}}$	$R_{пр, \text{Ом}}$		$I_{пр, \text{м}}$	$I_{расч, \text{м}}$	$Q_{пр, \text{мм}^2}$	Тип	$Q_{кат, \text{мм}^2}$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Выводы генератора 100 МВт	0,56	0,54	полная звезда	40	40	2,1	АКРВГ	4	0,943

9.1.2. Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбирают:

- по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- классу точности;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по вторичной нагрузке $S_2 \leq S_{2ном}$.

, где $S_{2ном}$ – 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 соединенных по схеме открытого треугольника – удвоенную мощность одного трансформатора; S_2 – нагрузка всех приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_2 = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}$$

Выбираем трансформатор ЗНОЛ.06-10УЗ.

Перечень необходимых измерительных приборов выбираем по табл.4.11 [1, с.364], мощность приборов принимаем в соответствии с табл.П4.7 [1, с.635]

Таблица 31 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Датчик активной мощности	Е-829	10	-	1	0	1	10	-
Датчик реактивной мощности	Е-830	10	-	1	0	1	10	-
Счетчик активной энергии	И-680	2	2	0,38	0,92	1	4	9,7
Ваттметр регистрирующий	Н-348	10	2	1	0	1	20	-
Вольтметр регистрирующий	Н-344	10	1	1	0	1	10	-
Частотомер	Э-372	3	1	1	0	2	6	-
Итого							71	9,7

Вторичная нагрузка $S_2 = \sqrt{71^2 + 9,7^2} = 71,65 \text{ ВА}$

Трансформатор напряжения типа ЗНОЛ.06-10УЗ, имеющий номинальную мощность 75 ВА в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчиков. Таким образом:

$S_2 = 71,65 \text{ ВА} \leq S_{2НОМ} = 75 \cdot 3 = 225 \text{ ВА}$, следовательно, трансформатор будет работать в выбранном классе точности.

Трансформаторы напряжения в других цепях расчетной схемы выбираются только по напряжению установки.

Таблица 332– Выбор трансформаторов напряжения

Ступень напряжения	Тип ТН	$U_{НОМ}, \text{кВ}$
10,5 кВ	ЗНОЛ.06-10УЗ	10

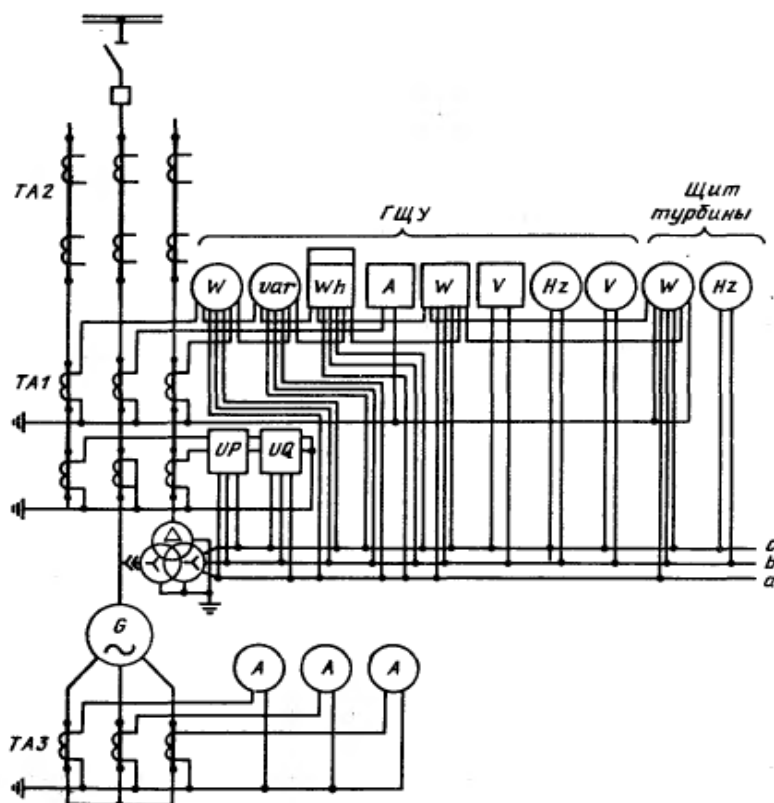


Рисунок 32 – Схема включения измерительных приборов генератора.

10. Анализ схемы управления выключателем

Масляные выключатели комплектуются электромагнитными, пневматическими или пружинными приводами. Исполнительными органами для включения и отключения масляного выключателя с пневматическим приводом и воздушного выключателя служат электромагниты со стягивающимися сердечниками, управляющие пневматическими клапанами.

Мощность электромагнита включения масляного выключателя с электромагнитным приводом выбрана, исходя из необходимости преодоления силы сжатия отключающих пружин выключателя; для отключения в качестве отключающего элемента используется маломощный электромагнит отключения, который только освобождает в приводе удерживающее приспособление (защелку), а отключение механизма выключателя происходит под действием предварительно сжатых отключающих пружин. Включение и отключение выключателя с пружинным приводом производится также под действием пружин, которые взводятся маломощным электродвигателем, а электромагниты включения и отключения освобождают приспособления, удерживающие пружины. Для масляных выключателей с пружинным приводом схема управления выполняется на переменном, выпрямленном или постоянном оперативном токе напряжением 110 В.

На рисунке 33 представлена принципиальная схема управления масляного выключателя напряжением до 110 кВ с трехфазным приводом.

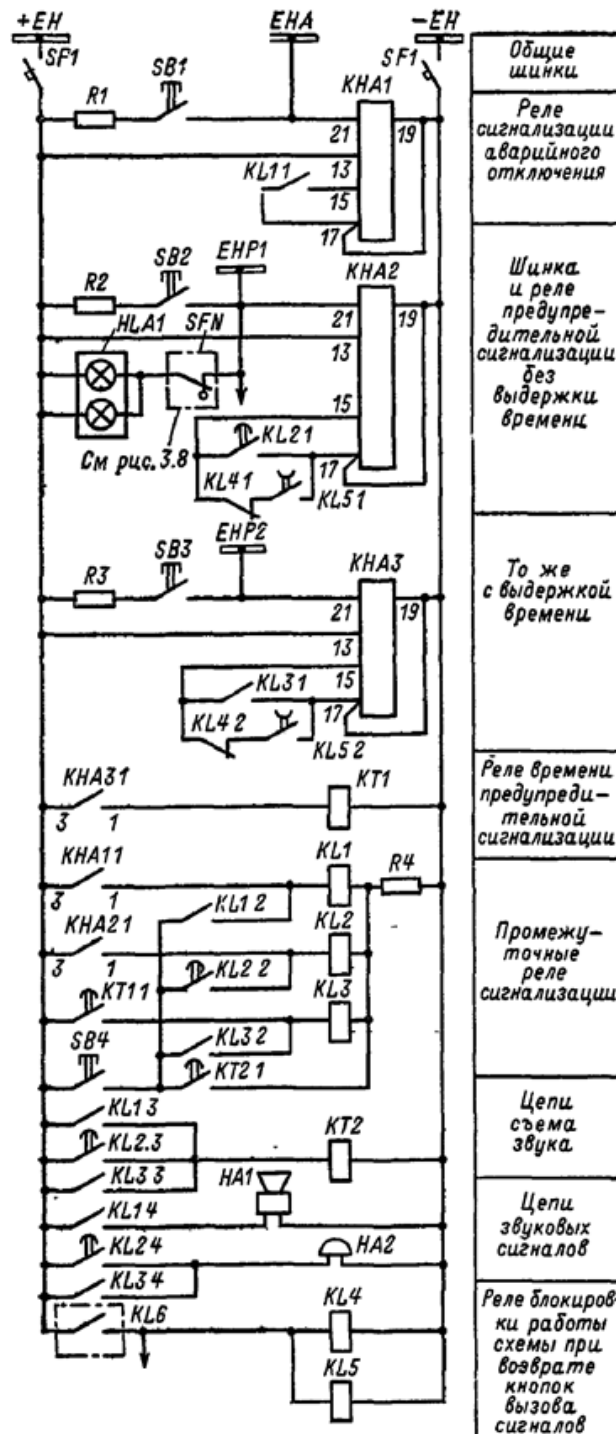


Рисунок 33 – Схема дистанционного трехфазного управления масляным выключателем.

Подача оперативных команд на включение и отключение производится при помощи ключа управления, имеющего самовозврат рукоятки в нейтральное положение после освобождения ее оператором. При этом появляется возможность централизованного квитирования, т. е. приведения

ключа в положения, соответствующие положениям выключателя, что имеет значение для крупных электростанций или подстанций, где затруднено индивидуальное обслуживание большого количества ключей на щитах управления.

Релейная схема управления. Командные импульсы от ключа управления подаются не непосредственно в цепи электромагнитов, а через промежуточные реле команд «Включить» или «Отключить», которые в свою очередь воздействуют на электромагниты выключателя, а также обеспечивают построение соответствующих цепей сигнализации.

Применение релейных схем управления позволяет перейти на малогабаритные ключи управления с маломощной контактной системой, обладающие слабой коммутационной способностью. Применение малогабаритных ключей позволяет сократить размеры щитов управления на мощных электростанциях, на которых управление все большим числом вспомогательных агрегатов, электродвигателями СН производится дистанционно, а также на подстанциях сверхвысокого напряжения, на которых управление не только выключателями, но и разъединителями и заземляющими ножами с электродвигательными приводами выносится на щит управления.

Реле команд размещают вне щита управления в помещениях, приближенных к выключателям. Там же устанавливается вся релейная аппаратура управления, автоматики и защиты. Это позволяет сократить сечения жил контрольных кабелей между пунктом дистанционного управления и приводом выключателя.

Реле команд используются также для построения схемы автоматики линий 110—220 кВ на подстанциях и могут устанавливаться в помещении щита управления.

Длительность действия командных импульсов должна быть достаточной для завершения операций включения и отключения. В тех случаях, когда срыв командного импульса из-за ошибочных действий оператора не приводит к повреждению выключателя, никакие меры по увеличению длительности командных импульсов не предусматриваются. Для воздушных выключателей срыв импульса представляет серьезную опасность из-за преждевременного прекращения подачи свежего воздуха; уменьшается скорость движения подвижных контактов выключателя, в связи с чем возможно их сваривание.

Для обеспечения надежного завершения операции, а также защиты от повреждений контактов командных органов КСС1 или КСТ1 (при срыве операции ток электромагнитов YAT1, YAC1 или контактора KM1 рвется контактами реле команд, которые обгорают при размыкании значительных токов электромагнитов) предусматривается подхват командных импульсов. Для масляных выключателей, имеющих пополюсное исполнение, в цепи включения для подхвата используется контакт реле KL4 с токовой обмоткой, в цепи отключения — контакт реле KBS1 блокировки от многократных включений. Эти реле срабатывают при подаче командного импульса и удерживаются для обеспечения надежного завершения операций включения и отключения. Для воздушных выключателей в цепи включения используется вспомогательный контакт электромагнита включения, в цепи отключения — аналогично схеме масляного выключателя, имеющего пополюсное исполнение. Так же выполняется подхват командного импульса на отключение и для масляных выключателей с трехполюсным приводом контактом реле KBS1 в тех случаях, когда это реле присутствует в схеме.

11. Проектирование системы электроснабжения собственных нужд

При рассмотрении технологических схем ТЭЦ отмечено, что производство электрической энергии полностью механизировано. Большое количество механизмов обеспечивает работу основных агрегатов электростанции – питательных насосов, дутьевых вентиляторов, дымососов, конденсатных насосов, дробилок, мельниц, циркуляционных насосов и др.

Нормальная работа электростанции возможна лишь при надежной работе всех механизмов с.н., что возможно лишь при их надежном электроснабжении. Потребители с.н. относятся к потребителям I категории. [2, с. 443, табл. 5.2].

1. Собственные нужды на ТЭЦ используются в основном на приготовление и транспортировку топлива, подачу питательной воды и воздуха в паровые котлы и удаление шлаков и дымовых газов, то есть для приведения в движение механизмов собственных нужд; механизмами собственных нужд в основном являются асинхронные и синхронные двигатели, используемые в качестве питательных насосов, дутьевых вентиляторов, дымососов, конденсаторных насосов, дробилок, мельниц, циркуляционных насосов и др.

Собственное потребление электроэнергии зависит от типа электростанции, вида топлива и способов его сжигания, параметров пара, типа турбогенератора и его мощности, наличие турбо привода у части механизмов.

2. Принимаем напряжение первой ступени системы электроснабжения собственных нужд равным 6 кВ, потому что применение напряжения 3 кВ не оправдало себя, так как стоимость электродвигателей 3 кВ мало отличается, а расход цветных металлов и потери электроэнергии в сетях 3 кВ значительно выше, чем в сетях 6 кВ.

3. На ГРУ подключено 3 генератора, поэтому устанавливаем 3 трансформатора с.н. Мощность требуемая на с.н. определяется как:

$$S_{\text{треб.ном}}^{\text{с.н.}} = S_G \cdot K_{\text{спроса}} \cdot \frac{K_{\text{с.н.}}}{100\%}$$

, где $K_{\text{спроса}} = 0,9$ [2, табл. 5.2]

Для генератора **ТВФ-100-2УЗ**:

$$S_{\text{треб.ном}}^{\text{с.н.}} = S_G \cdot K_{\text{спроса}} \cdot \frac{K_{\text{с.н.}}}{100\%} = 117,5 \cdot 0,9 \cdot \frac{10}{100\%} = 10,58 \text{ МВА}$$

Для генераторов **ТВФ-63-2ЕУЗ**:

$$S_{\text{треб.ном}}^{\text{с.н.}} = S_G \cdot K_{\text{спроса}} \cdot \frac{K_{\text{с.н.}}}{100\%} = 78,75 \cdot 0,9 \cdot \frac{10}{100\%} = 7,08 \text{ МВА}$$

Выбираем для каждой секции трансформатор типа ТРДНС-10000/10,5

Условное обозначение:

- Т – трехфазный;
- Р – с расщеплённой обмоткой;
- Д – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла;
- Н – наличие РПН;
- С – для систем собственных нужд электростанций;
- 10000 – номинальная мощность, кВА;
- 10 – номинальное напряжение, кВ.

Таблица 33

Тип Генератора	$P_{\text{ном}}$, МВт	$S_{\text{треб.с.н.}}$, МВА	Тип оборудования	Место установки
ТВФ-100-2УЗ	100	10,58	ТРДНС-10000/10	

ТВФ-63-2У3	63	7,08		ГРУ 10,5 кВ
------------	----	------	--	----------------

Выбор резервных питающих элементов.

Резервное питание РУ с.н. обеспечивается резервным трансформатором собственных нужд (РТСН), который подключен к шинам ГРУ. Резервный питающий элемент для напряжения первой ступени системы электроснабжения с.н. сведён в таблицу 34:

Таблица 34 – Резервирующего трансформатора собственных нужд

Тип оборудования	Количество	Место установки
ТДНС-25000/10	1	ГРУ 10,5 кВ

Структурная схема для выдачи электроэнергии внутренним потребителям собственных нужд (рисунок 34):

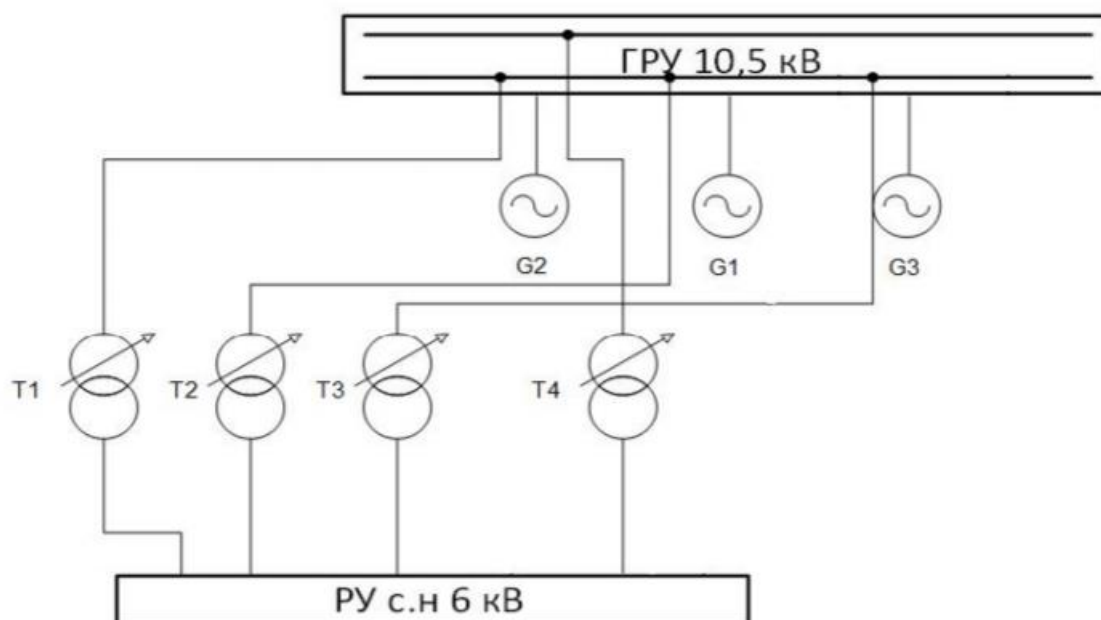


Рисунок 34 – Структурная схема электроснабжения собственных нужд

G1, G2, G3 – Турбогенераторы;

T1, T2, T3 – рабочие питающие источники собственных нужд;

T4 – резервный питающий источник собственных нужд.

12. Электрическая схема ТЭЦ

На основании проведённых расчётов составлена электрическую схему ТЭЦ и привожу её на рисунке 35:

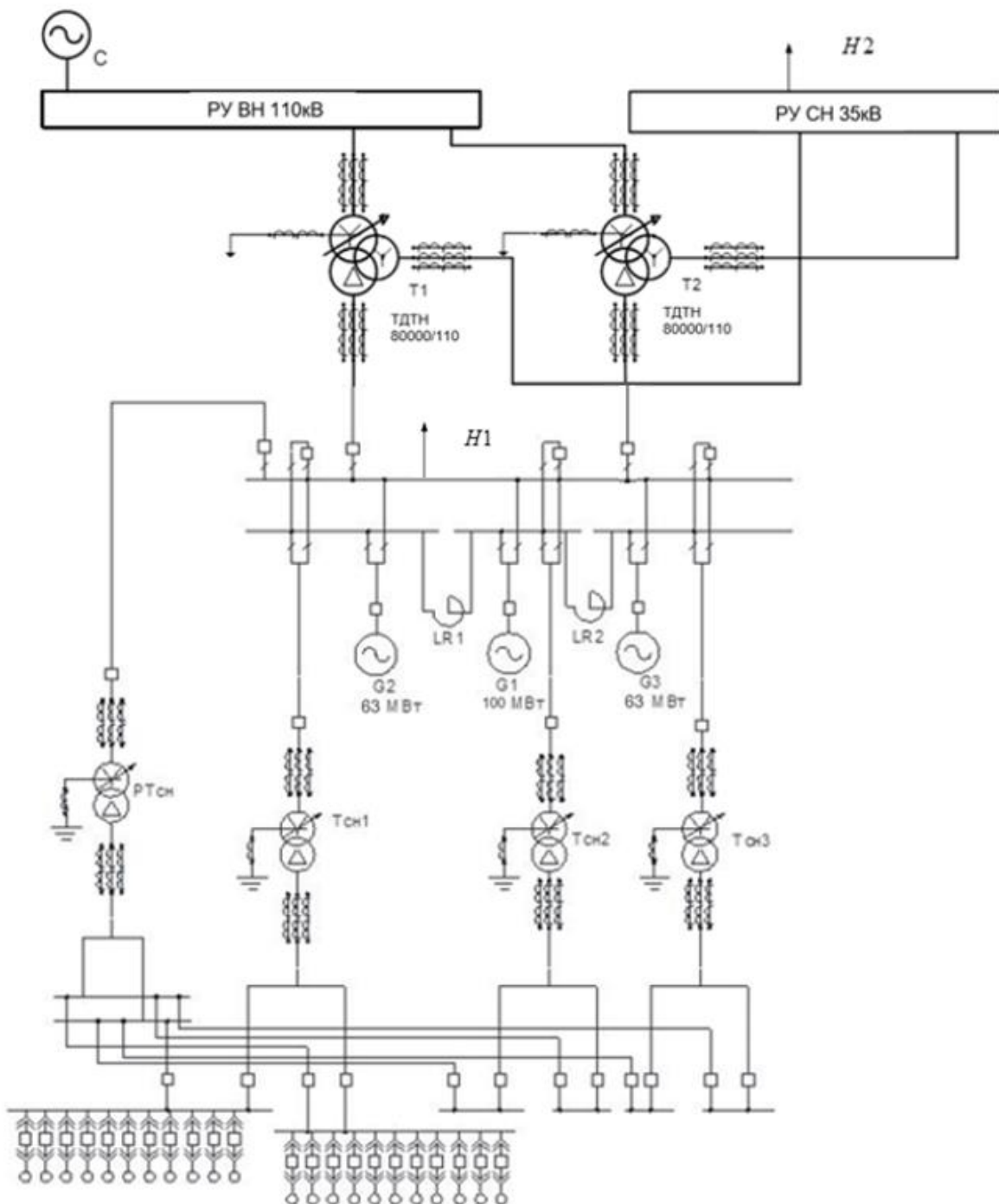


Рисунок 35 – Электрическая схема ТЭЦ

С – система, присоединение на шины РУ ВН;

РУ ВН – распределительное устройство высокого напряжения 110 кВ;

РУ СН – распределительное устройство среднего напряжения 35 кВ;

Н2 – нагрузка второго типа на шинах РУ СН;

Н1 – нагрузка первого типа на шинах ГРУ 10кВ;

Т1, Т2 – силовые трансформаторы ТДТН-80000/110;

LR1, LR2 – токоограничивающие реакторы РБДГ-10-4000-0,105У3;

G1 – турбогенератор ТВФ-100-2У3;

G2, G3 – турбогенераторы ТВФ-63-2У3;

Тсн1, Тсн2, Тсн3 – рабочие трансформаторы собственных нужд ТРДНС-10000/10;

РТсн – резервирующий трансформатор собственных нужд ТРДНС-25000/10.

13. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целями выполнения раздела “Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение” являются расчет экономических показателей проекта, разработка плана выполнения работ, расчет бюджета, выполнение оценки конкурентоспособности и ресурсоэффективности проекта.

В данном разделе решаются следующие задачи:

- Анализ конкурентных технических решений;
- Провести SWOT – анализ;
- Планирование и организация научного исследования (НИ);
- Рассчитать бюджет проекта НИ;
- Оценить ресурсную эффективность НИ.

Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

13.1. Анализ конкурентных технических решений

Данный раздел посвящен детальному анализу конкурирующих поставщиков различного электрооборудования, существующих на рынке.

Анализ произведен с помощью оценочной карты, представленной в таблице 35.

Для анализа был выбран турбогенератор типа ТВФ-100-2У3. Основным предназначением данного агрегата является преобразование энергии механического типа, получаемой вследствие вращения турбины в электрическую. Данное преобразование является результатом вращения

магнитного поля самого ротора в статоре. Возникает это поле из-за установленного на роторе магнита или тока постоянного напряжения. Это способствует возникновению тока в обмотках статора, а также переменного трёхфазного напряжения. Они прямо пропорциональны этому полю.

Рассмотрим трех производителей, выпускающих данное электрооборудование: ОАО «Силовые машины», ОАО «Элсиб» и «Элмаш-М».

Анализ конкурентных технических решений определяется по следующей формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 35 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Элсиб	Силовые Машины	Элмаш-М	К ₁	К ₂	К ₃
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Надежность	0,17	4	4	4	0,68	0,68	0,68
2. Безопасность	0,1	4	4	4	0,4	0,4	0,4
3. Качество изготовления	0,25	5	5	5	1,25	1,25	1,25
4. Уровень шума	0,05	4	4	3	0,2	0,2	0,15
5. Простота эксплуатации	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
6. КПД	0,12	4	4	4	0,48	0,48	0,48
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Сервис	0,1	4	5	5	0,4	0,5	0,5
2. Цена	0,2	5	5	4	1	1	0,8
3. Срок эксплуатации	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
4. Доставка	0,15	5	5	3	0,25	0,25	0,15
5. Срок выхода на рынок	0,01	4	4	2	0,04	0,04	0,02
Итого	1				3,95	4,05	3,78

По результатам таблицы 35 можно сделать вывод, что приобретение турбогенератора ТВФ-100-2У3 фирмы ОАО «Силовые машины» как по техническим, так и по экономическим критериям преобладает над продукцией других компаний. Данное превосходство достигается за счет повышенных показателей эксплуатации и уровню шума, а также лучшим сервисом по сравнению с конкурентной продукцией.

Компания ОАО «Силовые машины» существует с 1898 г. (ранее завод назывался «Электросила»); она имеет большой опыт, гарантию качества. Продукция одобрена в различных отраслях промышленности. Компания также предоставляет хороший сервис.

13.2. SWOT – Анализ

SWOT – это акроним слов Strengths (силы), Weaknesses (слабости), Opportunities (благоприятные возможности) и Threats (угрозы). Внутренняя

обстановка фирмы отражается в основном в S и W, а внешняя – в O и T. SWOT-анализ позволяет определить причины эффективной или неэффективной работы компании на рынке, это сжатый анализ маркетинговой информации, на основании которого делается вывод о том, в каком направлении организация должна развивать свой бизнес и в конечном итоге определяется распределение ресурсов по сегментам. Результатом анализа является разработка маркетинговой стратегии или гипотезы для дальнейшей проверки. При прочих равных возможностях и ресурсах (а чаще всего исходные ресурсы – деньги), стратегия должна строиться так, чтобы максимально эффективно использовать свои сильные стороны, а также появляющиеся рыночные возможности, компенсировать слабые стороны, избегать или снижать негативное воздействие угроз. Классический SWOT -анализ предполагает определение сильных и слабых сторон в деятельности фирмы, потенциальных внешних угроз и благоприятных возможностей и их оценку относительно стратегически важных конкурентов. В Таблице 36 представлена матрица решений для SWOT-анализ

Таблица 36 – Матрица SWOT

	Возможности (O)	Угрозы (T)
	-Расположение вблизи мест добычи источников сырья -Постоянно растущий спрос на электроэнергию -Отсутствие конкуренции	-Вредные выбросы в окружающую среду при эксплуатации ТЭЦ -Работа ТЭЦ за счет не возобновляемых источников энергии
Сильные стороны (S) -Государственная поддержка -Квалифицированный персонал -Надежность производства электроэнергии на подобных станциях	-Установка оборудования с большей установленной мощностью с учетом ожидаемого увеличения спроса на электроэнергию -Производство качественной электроэнергии за счет квалифицированного персонала	-Установка и использование всевозможных фильтров, уменьшающих вредный выброс в окружающую среду
Слабые стороны (W) -Большой срок окупаемости -Дефицит инвесторов -Низкий коэффициент полезного действия (30%)	-За счет работы станции на полную мощность уменьшить срок окупаемости проекта -Привлечение инвесторов при помощи государства за счет некоторых привилегий (пониженное налогообложение)	-Увеличение КПД за счет совершенствования термодинамического цикла: А именно применением промежуточного перегрева пара и регенеративного подогрева конденсата и питательной воды паром из отборов турбины

Из SWOT-анализа разрабатываемого проекта можно сделать вывод о том, что возможность строительства ТЭЦ напрямую зависит от наличия поддержки со стороны государства, а также капиталовложений со стороны инвесторов. Так же видно, что угрозы имеют малый вес и действие угроз можно уменьшить, например, избавиться от выбросов в атмосферу с помощью использования специальных фильтров.

13.3. Планирование научно-исследовательских работ

Формирование плана и графика разработки необходимо для своевременного выполнения проекта. Необходимо сформировать рабочую группу и разработать план. Рабочая группа состоит из руководителя и проектировщика. Этапы работ могут выполняться как одним, так и двумя исполнителями.

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в чей состав входят: руководитель проекта и инженер-проектировщик. Составим перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования и проведем распределение исполнителей по видам работ (таблица 40).

Таблица 37 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка тематики проекта	1	Составление и утверждение технического задания	Р
Подбор и знакомство с технической литературой	2	Выбор необходимой литературы	Р
	3	Изучение литературы	П
Планирование	4	Составление календарного плана работ	П
			Р
Выполнение расчетной части НИ	5	Расчет баланса мощностей	П
	6	Описание схемы расчетного присоединения	
	7	Выбор основного электрооборудования КЭС	
	8	Выбор коммутационного оборудования	
	9	Проектирование измерительной подсистемы	
	10	Выполнение чертежа схемы ОРУ	
Разработка экономической части проекта	11	Анализ конкурентных технических решений	П
	12	Определение бюджета НИ	Р
Выполнение раздела социальной ответственности	13	Анализ воздействия спроектированной электростанции на окружающую среду	П
Оформление пояснительной записки и чертежей	14	Составление ПЗ и чертежей	П

Составленная таблица этапов работ позволяет определить последовательность выполнения НИ и эффективно распределить роли исполнителей по этапам планирования работ НИ. Как можно увидеть из таблицы, основная нагрузка выполнения работ возлагается на инженера-проектировщика.

13.4. Определение трудоемкости работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Стоимость проектирования определяется, помимо всего прочего, трудовыми затратами. Для этого определяется трудоемкость каждого исполнителя, которая оценивается вероятностно, в связи с различными факторами процесса.

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

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

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

$t_{\text{макс}i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i},$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел. – дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Определение трудоемкости работ позволяет рассчитать время, необходимое для выполнения определенного этапа одним исполнителем в

чел.-дн. Данный расчет необходим далее для составления календарного графика выполнения работ.

13.5. Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Гантта.

Диаграмма Гантта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (4)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

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.

Таким образом:

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

Все рассчитанные значения необходимо свести в таблицу 34.

На основе таблицы 41 строится календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней). При этом работы на графике следует выделить различной штриховкой в зависимости от исполнителей, ответственных за ту или иную работу.

Таблица 38 – Календарный план-график проведения работ

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях	Длительность работ в календарных днях		
	t_{\min} , чел-дни		t_{\max} , чел-дни		$t_{\text{ож}}$, чел-дни					
	Руководитель проекта	Инженер-проектировщик	Руководитель проекта	Инженер-проектировщик	Руководитель проекта	Инженер-проектировщик	Руководитель проекта	Инженер-проектировщик	Руководитель проекта	Инженер-проектировщик
Составление и утверждение технического задания	1	—	2	—	1,4	—	—	2	—	3
Выбор необходимой литературы	1	—	2	—	1,4	—	—	2	—	3
Изучение литературы	—	3	—	5	—	3,8	—	4	—	6
Составление календарного плана работ	1		2		1,4		1		2	
Расчет баланса мощностей	—	3	—	6	—	4,2	—	5	—	8
Описание схемы расчетного соединения	—	4	—	7	—	5,2	—	6	—	9
Выбор основного электрооборудования	—	8	—	11	—	9,2	—	10	—	15
Выбор коммутационного электрооборудования	—	5	—	7	—	5,8	—	6	—	9
Проектирование измерительной подсистемы	—	3	—	5	—	3,8	—	4	—	6
Выполнение чертежа ОРУ	—	4	—	6	—	4,8	—	5	—	8
Анализ конкурентных технических решений	—	3	—	5	—	3,8	—	4	—	6
Определение бюджета НИ	3	—	5	—	3,8	—	4	—	6	—
Анализ воздействия спроектированной электростанции на окр.среду	—	7	—	8	—	7,4	—	8	—	12
Составление ПЗ и чертежей	—	2	—	4	—	2,8	—	3	—	5

Таблица 39 – График проведения НИ

№ работ	Вид работ	Исполнители	T_{ki} , кал.дн.	Продолжительность выполнения работ													
				февраль					март			апрель				май	
				1-3	4-6	7-12	13-14	15-22	23-2	3-17	18-26	27-1	2-9	10-15	16-21	22-3	4-8
1	Составление и утверждение технического задания	Р	3	■													
2	Выбор необходимой литературы	Р	3		■												
3	Изучение литературы	И	6			■											
4	Составление календарного плана работ	Р,И	2				■										
5	Расчет баланса мощностей	И	8					■									
6	Описание схемы расчетного соединения	И	9						■								
7	Выбор основного электрооборудования	И	15							■							
8	Выбор коммутационного электрооборудования	И	9								■						
9	Проектирование измерительной подсистемы	И	6									■					
10	Выполнение чертежа РУ	И	8										■				
11	Анализ конкурентных технических решений	И	6											■			
12	Определение бюджета НИ	Р	6												■		
13	Анализ воздействия спроектированной электростанции на окр.среду	И	12													■	
14	Составление ПЗ и чертежей	И	5														■

■ - Руководитель проекта; ■ - Инженер-проектировщик

По произведенным расчетам трудоемкости выполнения работ и составления последовательности выполнения этапов работ НИ был составлен календарный план-график выполнения работ и диаграмма Гантта. Это позволяет рассчитать сроки выполнения данного НИ в календарных днях, начиная от 1 февраля 2021 года.

Также по диаграмме Гантта наглядно можно увидеть какой исполнитель выполняет определенный этап и в какой срок.

13.6. Расчет затрат на проектирование

Для расчета бюджета необходимо учитывать необходимые статьи затрат:

- материальные затраты;
- амортизационные затраты;
- затраты на оплату труда;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

Расчет материальных затрат

В таблице 40 представлена смета на канцелярские расходы.

Таблица 40 – Канцелярские расходы

№	Наименование	Кол-во ед.	Цена ед., руб.	Общая стоимость, руб
1	Бумага печатная (упаковка)	5	400	2000
2	Ручки, карандаши	10	70	700
3	Бумага обычная (тетрадь 18 листов)	5	15	70
4	Скобы для степлера	2	50	100
Итого:		2870		

Расчет стоимости программного обеспечения и оборудования

В данном пункте рассчитывается количество потраченных средств на приобретение компьютерной техники и программного софта. Данные сведены в Таблицу 41 и Таблицу 42.

Таблица 41 – Программное обеспечение и оборудование

№	Наименование	Кол-во ед.	Цена ед., руб.	Общая стоимость, руб.
1	Microsoft Office Professional Plus 2019	1	35 000	35 000
2	Microsoft Visio Professional 2019	1	40 000	40 000
Итого		75 000		

Стоимость затрат на программное обеспечение будет равна 65 тыс.рублей с учетом новейшего ПО используемого при проектировании.

Таблица 42 – Компьютерное оборудование

№	Наименование изделия	Кол-во ед.	Цена ед., руб.	Общая стоимость, руб.
1	Ноутбук	1	50 000	50 000
Итого		50 000		

Общая стоимость затрат на компьютерное оборудование, а точнее ноутбука с хорошими техническими показателями, будет равна 50 тыс. рублей.

Расчет амортизации

Так как затраты на оборудование превышают 40 тыс. рублей, то расчет амортизации проводить целесообразно. Рассчитаем амортизацию для оборудования следующим образом:

- где NA – норма амортизации;
- n – срок полезного использования в количествах лет;
- где I – итоговая сумма в руб.;
- m – время использования в месяцах;

Теперь произведем расчет для оборудования:

$$N_{A2} = \frac{1}{n} = \frac{1}{3} = 0,33.$$

Рекомендуем полезный срок использования для компьютера 3 года ($n=3$).

Тогда амортизационные расходы будут равны:

$$A = \frac{N_{A2} I}{12} m = \frac{0,33 \cdot 50\,000}{12} 2 = 2750 \text{ руб.}$$

Основная заработная плата

В данную тему включается заработная плата инженера и руководителя.

Основная заработная плата (руководителя, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп},$$

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

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

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя и инженера рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p,$$

Где $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб.дн.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле [5]:

Для 5-дневной недели:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_M \cdot M}{F_D},$$

где Z_M – месячный должностной оклад работника, руб.

M – кол-во месяцев работы без отпуска в течение года:

При отпуске в 24 раб. Дня $M=11,2$ месяца при 5-дневной рабочей недели;

F_D – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дни (таблица 43).

Таблица 43 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Инженер	Руководитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни;	48	44
- праздничные дни.	14	14
Потеря рабочего времени	28	56
- отпуск;		
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	275	251

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_M = Z_{\text{ТС}} \cdot (1 + k_{\text{ПР}} + k_D) \cdot k_P,$$

где $Z_{\text{ТС}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{ПР}} = 0,3$ – премиальный коэффициент;

$k_D = 0,2$ – коэффициент доплаты надбавок;

$k_p = 1,7$ – районный коэффициент для Томска.

Пример расчета основной заработной платы для руководителя проекта:

$$Z_M = Z_{ТС} \cdot (1 + k_{ПР} + k_D) \cdot k_p = 36174 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,7 = 92243,7 \text{ руб.};$$

$$Z_{дн} = \frac{Z_M \cdot M}{F_D} = \frac{92243,7 \cdot 11,2}{251} = 4116,05 \text{ руб.};$$

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p = 4116,05 \cdot 14 = 57624,70 \text{ руб.};$$

Пример расчета основной заработной платы для инженера-проектировщика:

$$Z_M = Z_{ТС} \cdot (1 + k_{ПР} + k_D) \cdot k_p = 26611 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,7 = 55108 \text{ руб.};$$

$$Z_{дн} = \frac{Z_M \cdot M}{F_D} = \frac{55108 \cdot 11,2}{275} = 2244,39 \text{ руб.};$$

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p = 2244,39 \cdot 86 = 193018,27 \text{ руб.};$$

Таблица 44 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{ТС}$, руб	$k_{ПР}$	k_D	k_p	Z_M , руб.	$Z_{дн}$, руб	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель проекта	36174	0,3	0,2	1,7	92243,7	4116,05	14	57624,70
Инженер	21611	0,3	0,2	1,7	55108	2244,39	86	193018,27
Итого								250642,97

В ходе выполнения данного пункта была рассчитана основная заработная плата сотрудников, выполняющих НИ. Как видно из таблицы 40 итоговые выплаты ЗП составляют 250642,97 руб.

Дополнительная заработная плата

За отклонение от нормы согласно ТК РФ, предусматривается выплата дополнительной заработной платы.

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

$$З_{\text{доп}} = З_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}};$$

где $k_{\text{доп}} = 0,15$ – коэффициент дополнительной заработной платы.

Пример расчета дополнительной заработной платы для руководителя проекта:

$$З_{\text{доп}} = З_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}} = 57624,70 \cdot 0,15 = 8643,7 \text{ руб.};$$

Пример расчета дополнительной заработной платы для руководителя проекта:

$$З_{\text{доп}} = З_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}} = 193018,27 \cdot 0,15 = 28952,74 \text{ руб.};$$

Таким образом, в данном пункте рассчитана дополнительная ЗП сотрудников, составляющая 15 % от основной ЗП. Итоговая величина дополнительной ЗП составляет 37596,44 руб.

Отчисления во внебюджетные фонды

При оплате труда работодатель сталкивается с платежами во внебюджетные фонды. С вознаграждений работникам учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2020 году, по трудовым договорам уплачиваются взносы в Пенсионный фонд (ПФР), в Фонд обязательного медицинского страхования (ФФОМС) и в Фонд социального страхования (ФСС). На основании пункта 1 ст.58 закона №212 – ФЗ от 24 июля 2009 года[6].

Общие тарифы в 2021 году составляют в ПФР – 22%, в ФФОМС–5,1% и в ФСС – 2,9%, общий платеж составляет 30,2 %.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по следующей формуле [5]:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}});$$

Где $k_{\text{внеб}} = 0,302$ – коэффициент отчисления во внебюджетные фонды.

Отчисления во внебюджетные фонды для руководителя проекта:

$$\begin{aligned} Z_{\text{внеб.руковод.}} &= k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,302 \cdot (57624,7 + 8643,7) \\ &= 20013,05 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

Отчисления во внебюджетные фонды для инженера-проектировщика:

$$\begin{aligned} Z_{\text{внеб.инж.}} &= k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,302 \cdot (193018,27 + 28952,74) \\ &= 67035,25 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

Отчисления во внебюджетные фонды:

$$Z_{\text{внеб.}} = Z_{\text{внеб.руковод.}} + Z_{\text{внеб.инж.}} = 20013,05 + 67035,25 = 87048,3 \text{ руб.}$$

Таблица 45 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	57624,7	8643,7
Инженер-проектировщик	193018,27	28952,74
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	0,302	
Итоги		
Руководитель проекта	20013,05	
Инженер-проектировщик	67035,25	

Таким образом, рассчитаны отчисления во внебюджетные фонды, а именно в пенсионный фонд и фонд обязательного медицинского страхования. Их величина составляет 30,2 % от суммы основной и дополнительной ЗП сотрудников и составляет 87048,3 руб.

Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, транспортные, размножение материалов и т.д. Принимаются как 16% от предыдущих затрат.

Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}} + Z_{\text{мат}} + A);$$

Где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, примем значение 16%.

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл}} &= 0,16 \cdot (250642,97 + 37596,44 + 87048,3 + 2\,870 + 2\,750) \\ &= 60993,24 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

Прочие затраты организации на услуги связи, печать материалов и т.д. составляют 16 % от суммы всех прочих затрат при выполнении НИ. Их величина составляет 60993,24руб.

Бюджет проекта

На основе рассчитанных выше затрат проекта можно сформировать бюджет, который отображает каждую часть общих затрат и их сумму. Сведем полученные данные в таблицу 46.

Таблица 46 – Бюджет проекта на проведение НИ

Наименование статьи	Сумма, руб	% от общей суммы
Материальные затраты	2 870	0,65
Амортизация оборудования	2 750	0,62
Затраты по заработной плате исполнителей	250642,97	56,72
Дополнительная ЗП	37596,44	8,51
Отчисления во внебюджетные фонды	87048,3	19,7
Накладные расходы	60993,24	13,8
Бюджет затрат	441900,95	100

В таблице 46 сведены затраты на проект с их процентным отражением от общего бюджета затрат проекта. Суммарная себестоимость проекта составила 441900,95 руб.

13.7. Ресурсоэффективность

Ресурсоэффективность проектирования конденсационной электростанции определяется при помощи интегрального критерия ресурсоэффективности, который имеет следующий вид:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где: I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент проекта;

b_i – бальная оценка проекта, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности сведен в таблицу 47.

Таблица 47 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Бальная оценка разработки
1. Безопасность	0,27	4
2. Надежность	0,23	5
3. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,25	4
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5
5. Эргономичность	0,15	4
Итого:	1,00	4,4

Интегральный показатель ресурсоэффективности для разрабатываемого проекта:

$$I_{pi} = 0,27 \cdot 4 + 0,23 \cdot 5 + 0,25 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 = 4,33$$

Результат (4,33 из 5), что свидетельствует об эффективности реализации технического проекта, такой вывод можно сделать из сравнения интегральных показателей проектов разрабатываемого проекта и его аналога.

Заключение по главе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В результате выполнения заданий данного раздела был сделан анализ конкурентной способности оборудования, на примере турбогенератора. Был выбран наиболее подходящий вариант завода изготовителя турбогенератора. Был сделан вывод, что приобретение турбогенератора ТВФ-100-2У3 фирмы ОАО «Силовые машины» как по техническим, так и по экономическим критериям преобладает над продукцией других компаний.

Был произведен SWOT-анализ, суть которого заключается в выявлении сильных и слабых сторон проекта и оценке факторов, влияющих на него. Основным фактором при реализации проекта считается высокая надежность.

При проведении планирования этапов научного исследования был разработан календарный план-график выполнения этапов работ для руководителя проекта и инженера-проектировщика. Общее количество календарных дней, необходимых для выполнения работы составляет 98 дней без вычета праздников и выходных.

Итоговая сумма реализации проекта составила 441900,95 руб. Она включает в себя заработные платы сотрудников, отчисления во внебюджетные фонды, амортизацию, материальные затраты и накладные расходы.

С точки зрения ресурсной эффективности, для решения поставленной в бакалаврской работе технической задачи был выбран наиболее подходящий и выгодный вариант, так как именно он имеет наибольший интегральный показатель ресурсоэффективности (4,33).

Результатом проделанной работы является разработка проекта электрической части теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) мощностью 226 МВт, которая соответствует современным требованиям, имеет в своем составе

новейшее оборудование, а также состоятельна с точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Приложение – А.1

