

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

Институт ЭНИН

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Кафедра ЭЭС

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Проектирование КЭС мощностью 1300 МВт и релейная защита блока генератор-трансформатор мощностью 300 МВт

УДК 621.314.21:621.311-047.74

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5A2A	Варавин Антон Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Юдин Святослав Михайлович	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель	Романцов И.И.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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



Институт ЭНИН

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Кафедра ЭЭС

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
5A2A	Варавину Антону Сергеевичу

Тема работы:

Проектирование КЭС мощностью 1300 МВт и релейная защита блока генератор-трансформатор мощностью 300 МВт	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	02.02.16 №653/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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>	Исходными данными являются параметры турбогенератора и нагрузки, данные по энергосистеме, а также данные по линиям связи электростанции с потребителями и системой. При проектировании релейной защиты исходными данными являются результаты расчетов при проектировании электростанции
---	--

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>	Работа включает в себя два основных больших раздела. Первый раздел заключается в выборе силового оборудования электростанции, коммутационных аппаратов, схем распределительных устройств и т.п., что связано с проектированием электрической части электростанции. Во втором разделе бакалаврской работы будет произведен расчет токов короткого замыкания, необходимых для выбора уставок защит блока «генератор-трансформатор» мощностью 300 МВт, а также обоснование выбора этих защит и оценка их чувствительности.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Структурно – принципиальная схема электростанции 500-300 кВ 2. Конструктивный чертеж открытого распределительного устройства 330 кВ
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Романцов Игорь Иванович
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Потехина Нина Васильевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Юдин Святослав Михайлович	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5A2A	Варавин Антон Сергеевич		

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
5A2A	Варавин Антон Сергеевич

Институт	ЭНИН	Кафедра	ЭЭС
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Релейная защита и автоматика энергосистем

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Капитальные вложения в проект: 297 000 руб. Затраты на оборудование - 20 000 руб. Заработная плата и отчисления – 234 000 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	30 % премии 20 % надбавки 16% накладные расходы 30% районный коэффициент
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	27,1% отчисления на социальные нужды

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ конкурентных технических решений SWOT – анализ Морфологический подход
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование НИ: - Составление плана работ - Определение трудоемкости работ - Построение диаграммы Ганта Формирование бюджета затрат на научное исследование: - материальные затраты; - заработная плата (основная и дополнительная); - отчисления на социальные цели; - амортизация; - накладные расходы.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- Матрица SWOT
- Диаграмма Ганта
- Бюджет затрат НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5A2A	Варавин Антон Сергеевич		

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5A2A	Варавину Антону Сергеевичу

Институт	ЭНИН	Кафедра	ЭЭС
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	РЗА

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	Рабочее место: территория конденсационной электростанции, на которой находятся различные приборы и электрооборудование под высоким напряжением. Вредные факторы производства: воздействие электрического и магнитного поля на организм человека и животных, имеющих возможность попасть на территорию объекта Опасные проявления факторов производственной среды: - поражение электрическим током - механические повреждения тканей или костей вращающимися механизмами (генераторами, турбинами) Чрезвычайные ситуации: - возникновение пожаров и разрушение оборудования - при нарушении работы электростанции могут возникнуть проблемы с электропитанием потребителей, что влечет за собой различные проблемы социального характера, такие как отключения от электропитания больниц и других важных объектов
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	– СанПиН 2.2.4.1191-03 – ГОСТ 12.1.002 «ССБТ. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах» – ГОСТ 12.1.045 "Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля" – СанПиН 2.2.4.1191-03 – ФЗ «О животном мире»

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	- природа вредности заключается в воздействии электрического и магнитного поля на организм человека - воздействие ЭП и МП ведет к нарушению работы нервной системы и мозговой деятельности, провоцирует развитие нейродегенеративных болезней
--	--

	- предельно допустимые уровни воздействия МП и ЭП регламентируются СанПиН 2.2.4.1191-03, ГОСТ 12.1.002 и ГОСТ 12.1.045 Коллективные средства защиты от вредных воздействий: – создание санитарно-защитных зон – установка экранирующих устройств – установка опасного оборудования в отдаленных от постоянного пребывания людей местах Индивидуальные средства защиты от вредных воздействий: – Специальная рабочая одежда и комплектующие
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	Механические опасности: Вращающиеся части электромашин Термические опасности: Части электрооборудования, подверженные нагреву Электробезопасность: Произведен анализ ситуации возможного поражения электрическим током, а также способов защиты от него Пожаровзрывобезопасность: Горючие вещества на хранении (масла, компаунды и др.) Нарушение работы оборудования или изоляции и возникновение пожара
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Проектирование производится только для электрической части подстанции, поэтому не берется во внимание влияние выбросов вредных веществ при сгорании ископаемого топлива. В остальном, электрическая часть станции практически не производит выбросов в окружающую среду за исключением ремонтных работ, в которых может произойти попадания масел и компаундов в литосферу
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	В результате нарушения работы оборудования может возникнуть пожар. Пожар – самый распространенный источник ЧС. Подробно рассмотрены различные противопожарные мероприятия и меры по ликвидации данной ЧС
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке раб.з.	Рассмотрены основные организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель	Романцов И.И.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5A2A	Варавин Антон Сергеевич		

Планируемые результаты обучения по ООП

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

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 124 стр., 22 рис., 57 табл., список из 9 источников, 3 приложения.

Ключевые слова: электростанция, релейная защита, уставка, короткое замыкание, турбогенератор, трансформатор, автотрансформатор, энергосистема.

В данной работе объектом исследования является конденсационная электростанция (КЭС) мощностью 1300 МВт, а также релейная защита блока «генератор-трансформатор» мощностью 300 МВт.

Цель работы – проектирование электрической части конденсационной электростанции (КЭС), которое заключается в выборе турбогенераторов, трансформаторов и автотрансформаторов (АТ), схем распределительных устройств (РУ) и коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей). Также целью работы является проектирование релейной защиты блока «генератор-трансформатор»: расчет уставок защит турбогенератора, блочного трансформатора и трансформатора собственных нужд (ТСН). В заключении будет проведена экономическая оценка работы по внедрению и содержанию защит приведенного оборудования.

В процессе исследования производился выбор основного оборудования КЭС и микропроцессорных терминалов защиты.

Результатом исследования являются расчеты, полученные в ходе проектирования электрической части электростанции и выбранных защит блока «генератор-трансформатор».

Результаты данной работы могут являться базой для учебно – исследовательских и рабочих проектных работ при модернизации оборудования электростанции и устройств релейной защиты.

Экономическая эффективность проекта заключается в надежности, эффективности и быстрой окупаемости микропроцессорных устройств релейной защиты.

Выпускная квалификационная работа выполнена с помощью следующих программных комплексов:

- КОМПАС 3D V15
- GTCURR
- MS Visio 2016
- MS Word 2016
- Mathcad 15

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

КЭС – конденсационная электростанция

Т – трансформатор

ТСН – трансформатор собственных нужд

АТ – автотрансформатор

КЗ – короткое замыкание

РПН – регулирование под нагрузкой

РУ – распределительное устройство

ПУЭ – правила устройства электроустановок

РЗ – релейная защита

ТТ – трансформатор тока

ТН – трансформатор напряжения

МТЗ – максимальная токовая защита

УРОВ – устройство резервирования при отказе выключателя

СН – среднее напряжение

ВН – высшее напряжение

ДЗ – дифференциальная защита

МТЗ – максимальная токовая защита

Оглавление

Введение	16
1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ КЭС	18
1.1. Исходные данные к проектированию	18
1.2. Выбор турбогенераторов.....	19
1.3. Общий баланс мощностей	20
1.3.1. Баланс активных мощностей	20
1.3.2. Баланс реактивных мощностей	21
1.3.3. Баланс полных мощностей	22
1.4. Описание структурной схемы	22
1.5. Расчет продолжительных режимов работы.....	23
1.6. Выбор силовых и автотрансформаторов	26
1.7. Полное описание выбранного расчетного присоединения.....	32
1.8. Определение расчетных условий для выбора аппаратуры и токоведущих частей выбранного присоединения	35
1.9. Выбор коммутационных аппаратов в цепях расчетного присоединения	46
1.10. Выбор токоведущих частей цепей расчетного присоединения.....	52
1.11. Проектирование измерительной подсистемы	56
1.12. Выбор схем электрических соединений распределительных устройств.....	67
1.13. Проектирование системы электроснабжения собственных нужд.....	69
2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ БЛОКА «ГЕНЕРАТОР- ТРАНСФОРМАТОР» 300 МВт	73
2.1. Выбор устройств релейной защиты и автоматики	73
2.1.1. Повреждения генераторов	73
2.1.2. Повреждения трансформаторов	76
2.2. Выбор защит.....	77
2.3. Планирование расчетных аварийных режимов	78
2.4. Расчет токов короткого замыкания	81
2.5. Расчет защит генератора	85
2.5.1. Поперечная дифференциальная защита	85
2.5.2. Продольная дифференциальная защита.....	85
2.5.3. Дистанционная защита.....	87
2.5.4. Защита обратной последовательности	88

2.5.5.	Защита от замыканий на землю в обмотке статора.....	89
2.5.6.	Защита от симметричных перегрузок обмотки статора	90
2.5.7.	Защита от потери возбуждения.....	91
2.5.8.	Защита от перегрузки цепей возбуждения.....	92
2.5.9.	Защита от замыканий на землю в обмотке ротора	93
2.6.	Расчет защит блочного трансформатора	93
2.6.1.	Газовая защита трансформатора	93
2.6.2.	Защита от повреждений на выводах и внутренних повреждений трансформатора	94
2.6.3.	Токовая защита нулевой последовательности от токов внешнего замыкания на землю	96
2.6.4.	Защита от перегрузки.....	96
2.6.5.	Резервная дополнительная защита.....	97
2.7.	Защита трансформатора собственных нужд	97
2.7.1.	Газовая защита ТСН.....	97
2.7.2.	Дифференциальная защита.....	97
2.7.3.	Резервная дополнительная защита.....	99
3.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	101
3.1.	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	101
3.1.1.	Анализ конкурентных технических решений.....	101
3.1.2.	SWOT – анализ	104
3.2.	Определение возможных альтернатив проведения научных исследований.....	106
3.2.1.	Морфологический подход	106
3.3.	Планирование научно – исследовательских работ.....	108
3.3.1.	Структура работ в рамках научно – исследовательской работы	108
3.3.2.	Определение трудоемкости выполнения работ.....	110
3.3.3.	Бюджет научного исследования.....	113
4.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	122
4.1.	Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды	123
4.1.1.	Вредные воздействия электрических полей	123
4.1.2.	Вредные воздействия электростатических полей	124
4.1.3.	Вредные воздействия магнитных полей	124
4.1.4.	Вредные шумовые воздействия	126

4.2.	Опасные факторы проектируемой производственной среды.....	128
4.3.	Охрана окружающей среды	129
4.4.	Защита в чрезвычайных ситуациях.....	132
4.5.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	133
4.6.	Требования к деятельности электростанции в области социальной ответственности	134
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		136
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....		137
Приложение А.....		138
Приложение Б		139
Приложение В.....		140

ВВЕДЕНИЕ

Электростанция – это совокупность электрических станций, электротепловых сетей, потребителей электротепловой энергии, связанных общностью режима и непрерывностью процесса производства, распределения, преобразования и потребления электротепловой энергии.

Электрическая часть электростанции включает в себя множество вспомогательного и основного оборудования. Главными элементами электростанции являются генераторы, трансформаторы, распределительные устройства, кабельные и высоковольтные линии.

Первой целью данной выпускной работы является проектирование электрической части конденсационной электростанции (КЭС), которое заключается в выборе основного оборудования.

Однако, при проектировании любого энергообъекта берется во внимание тот факт, что существует возможность возникновения в нем различных повреждений и ненормальных режимов работы. Самым опасным и распространенным видом повреждений в электроэнергетической системе является короткое замыкание (КЗ).

Повреждения и ненормальные режимы работы могут привести к авариям в энергосистеме, которые влекут за собой недоотпуск электроэнергии, ухудшение ее качества или разрушение основного оборудования.

Причины возникновения могут быть различными начиная от ошибок в проектировании, монтаже или эксплуатации энергообъекта и заканчивая проявлениями окружающей нас среды.

Для экономики Российской Федерации энергетика имеет огромное значение, поэтому требуется бесперебойное электроснабжение потребителей и безаварийная работа энергосистемы в целом.

Чтобы добиться вышеуказанных задач существует сложная многоступенчатая система, предназначенная для сохранения устойчивой работы электрического оборудования и бесперебойного электроснабжения

потребителей – релейная защита. В настоящее время существует несколько видов исполнения такой релейной защиты: электромеханический, микропроцессорный и микроэлектронный.

Второй целью данной работы является выбор защит блока «генератор-трансформатор», расчет уставок защит турбогенератора, блочного трансформатора, трансформатора собственных нужд (ТСН) и оценка их чувствительности. Выполняться защита будет на микропроцессорных реле в связи с моральным устареванием аналоговых и механических реле.

1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ КЭС

1.1. Исходные данные к проектированию

Таблица 1 – Данные по турбогенераторам

	Тип 1	Тип 2
Число турбогенераторов	1	2
Номинальная активная мощность, МВт;	300	500
Номинальное напряжение обмотки статора, кВ,	20	20
Коэффициент расхода на собственные нужды К с.н. в %,	8	8
Число часов использования максимальной нагрузки T max , час	7000	7000
Дополнительные сведения: Коэффициент расхода на с.н при отключённом генераторе К с.н.откл равен 4% от $P_{номG}$		

Таблица 2 – Данные по нагрузкам

	Нагрузка 2	Нагрузка 3
1. Напряжение U нагр , кВ	330	500
2. Максимальная мощность одной линии P max.нагр. , МВт	200	450
3. Число линий с P max.нагр	2	2
4. Коэффициент одновременности К одн.нагр.	0,8	0,89
5. Коэффициент мощности cosφ нагр.	0,87	0,81
6. Вид промышленности для нагрузки		
7. Число часов использования максимальной нагрузки, час	7000	7000
Значение коэффициента снижения максимума нагрузки в минимальном режиме равно 0.8.		

Таблица 3 – Данные по линиям связи энергообъекта с системой

Напряжение, кВ - 500	Число линий связи -2
Длина одной линии связи, км, - 800	Сечение сталеалюминиевого провода, мм*мм, - 400/51
Количество проводов в фазе - 3	Отношение X0 / X1 для линии связи - 1,96
Дополнительные сведения: 1. Для всех вариантов число линий связи объекта с энергосистемой принять равное двум. 2. Для всех вариантов число цепей в одной линии связи принять равное единице.	

Таблица 4 – Данные по энергосистеме

Напряжение, кВ - 500	Мощность короткого замыкания энергосистемы, МВ*А, -7000
Коэффициент ударный, о.е., - 1,82	

1.2. Выбор турбогенераторов

Выбор турбогенератора производится на основании исходных данных по номинальным параметрам машины:

- по активной мощности;
- по напряжению на выводах обмотки статора.

Дополнительное условие:

- любая серия машины, выпускаемой промышленностью.

Выбираем следующие турбогенераторы: **ТГВ-300-2УЗ** и **ТВВ-500-2УЗ**

Таблица 5 – Характеристики турбогенераторов

Маркировка	Пояснение буквенной части	Пояснение цифровой части
1	2	3
ТГВ-300-2УЗ	ТГ – турбогенератор; В – непосредственное водородное охлаждение обмоток;	300 – номинальная активная мощность составляет 300 МВт; 2 – число полюсов; У – генератор принадлежит к использованию для “умеренного” климата З – в закрытом помещении с естественной вентиляцией.
ТВВ-500-2УЗ	Т – турбогенератор; ВВ – водородно-водяное охлаждение обмоток;	500 – номинальная активная мощность составляет 500 МВт ; 2 – число полюсов; У – генератор принадлежит к использованию для “умеренного” климата З – в закрытом помещении с естественной вентиляцией.

Продолжение таблицы 5

Маркировка	$S_{\text{НОМ}}$	$P_{\text{НОМ}}$	$U_{\text{НОМ}}$	$\cos\varphi$	$I_{\text{НОМ}}$	x''_d	x_d	x_2	$T_a^{(3)}$	Схема соединения обмоток статора
	МВ·А	МВт	кВ		кА	о.е.	о.е.	о.е.	с	
1	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ТГВ-300-2УЗ	353	300	20	0,85	10,2	0,195	2,195	0,238	0,957	Y Y
ТВВ-500-2УЗ	588	500	20	0,85	17	0,242	2,56	0,295	1,28	Y Y

Маркировка	Виды систем возбуждения	Описание системы охлаждения (охлаждаемая среда)			
		Статора		Ротора	
		Обмотки	Стали	Обмотки	Бочки
1	14	15	16	17	18
ТГВ-300-2УЗ	ТС	НВ	НВ	НВ	Водород
ТВВ-500-2УЗ	ТН	Н/Водой	НВ	Н/Водой	Водород

1.3. Общий баланс мощностей

1.3.1. Баланс активных мощностей

Установленная мощность электростанции, равная суммарной активной мощности генераторов, предназначенных к установке, определяется как:

$$P_{уст} = \sum_N N_G \cdot P_{ном\ G} = 1 \cdot 300 + 2 \cdot 500 = 1300 \text{ MBm},$$

где N - число типов генераторов на электростанции.

Активная нагрузка внутренних потребителей электростанции (собственных нужд)

$$P_{с.н.} = \frac{K_{с.н.} \cdot P_{уст}}{100} = \frac{8 \cdot 1300}{100} = 104 \text{ MBm}.$$

Активная нагрузка внешних потребителей энергоустановки

- на напряжении $U_{PY\ BH} = 500 \text{ кВ}$:

$$P_{PAC}^{BH} = N_W \cdot P_{MAX}^{BH} \cdot K_{одн} = 2 \cdot 450 \cdot 0,89 = 801 \text{ MBm},$$

где N_W - число линий нагрузки на данном напряжении.

- на напряжении $U_{PY\ CH} = 330 \text{ кВ}$:

$$P_{PAC}^{CH} = N_W \cdot P_{MAX}^{CH} \cdot K_{одн} = 2 \cdot 200 \cdot 0,8 = 320 \text{ MBm},$$

суммарная нагрузка:

$$P_{PAC}^{\Sigma} = P_{PAC}^{BH} + P_{PAC}^{CH} = 801 + 320 = 1121 \text{ MBm},$$

Переток активной мощности в энергосистему (резерв):

$$P_{ПЕРЕТОК} = P_{уст} - P_{с.н.} - P_{PAC}^{\Sigma} = 1300 - 104 - 1121 = 75 \text{ MBm}.$$

1.3.2. Баланс реактивных мощностей

Суммарная реактивная мощность генераторов:

$$Q_{\Sigma G} = \sum_N N_G \cdot Q_{HOM G} ,$$

где N_G - число типов генераторов на электростанции.

$$Q_{HOM G2} = tg(\arccos(\cos \varphi_{G2})) \cdot P_{HOM G2} = 0,62 \cdot 500 = 310 \text{ Мвар} ,$$

$$Q_{HOM G1} = tg(\arccos(\cos \varphi_{G1})) \cdot P_{HOM G1} = 0,62 \cdot 300 = 186 \text{ Мвар} ,$$

$$Q_{HOM G3} = Q_{HOM G2} = 310 \text{ Мвар} ,$$

$$Q_{\Sigma G} = \sum_N N_G \cdot Q_{HOM G} = 186 + 2 \cdot 310 = 806 \text{ Мвар} .$$

Реактивная нагрузка внутренних потребителей электростанции (собственных нужд):

$$Q_{с.н.} = K_{с.н.} \cdot Q_{\Sigma G} \cdot 0,01 = 8 \cdot 806 \cdot 0,01 = 64,48 \text{ Мвар} .$$

Реактивная нагрузка внешних потребителей энергоустановки:

- на напряжении $U_{PY BH} = 500 \text{ кВ}$:

$$Q_{MAX}^{BH} = P_{MAX}^{BH} \cdot tg(\arccos(\cos \varphi_{BH})) = 200 \cdot tg(\arccos(0,81)) = 450 \cdot 0,724 = 325,8 \text{ Мвар} ,$$

$$Q_{PAC}^{BH} = N_W \cdot Q_{MAX}^{BH} \cdot K_{ОДН} = 2 \cdot 325,8 \cdot 0,89 = 579,9 \text{ Мвар} .$$

где N_W - число линий нагрузки на данном напряжении.

- на напряжении $U_{PY CH} = 330 \text{ кВ}$:

$$Q_{MAX}^{CH} = P_{MAX}^{CH} \cdot tg(\arccos(\cos \varphi_{CH})) = 17 \cdot tg(\arccos(0,83)) = 200 \cdot 0,567 = 113,4 \text{ Мвар} ,$$

$$Q_{PAC}^{CH} = N_W \cdot Q_{MAX}^{CH} \cdot K_{ОДН} = 2 \cdot 113,4 \cdot 0,8 = 181,44 \text{ Мвар} .$$

суммарная нагрузка:

$$Q_{PAC}^{\Sigma} = Q_{PAC}^{BH} + Q_{PAC}^{CH} = 579,9 + 181,44 = 761,34 \text{ Мвар} ,$$

Переток реактивной мощности в энергосистему:

$$Q_{ПЕРЕТОК} = Q_{\Sigma G} - Q_{с.н.} - Q_{PAC}^{\Sigma} = 806 - 64,48 - 761,34 = -19,82 \text{ Мвар} .$$

1.3.3. Баланс полных мощностей

Расчет суммарной полной мощности генераторов – установленной мощности электростанции:

$$S_{уст} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{\Sigma G}^2} = \sqrt{1300^2 + 806^2} = 1529,59 \text{ МВ} \cdot \text{А} .$$

Расчет полной нагрузки внутренних потребителей электростанции (собственные нужды):

$$S_{с.н.} = \sqrt{P_{с.н.}^2 + Q_{с.н.}^2} = \sqrt{104^2 + 64,48^2} = 122,37 \text{ МВ} \cdot \text{А} .$$

Расчет полной нагрузки внешних потребителей энергоустановки

- на напряжении $U_{РУ ВН} = 500 \text{ кВ}$:

$$S_{РАС}^{ВН} = \sqrt{P_{РАС}^{ВН^2} + Q_{РАС}^{ВН^2}} = \sqrt{801^2 + 579,9^2} = 988,88 \text{ МВ} \cdot \text{А} ,$$

- на напряжении $U_{РУ СН} = 330 \text{ кВ}$:

$$S_{РАС}^{СН} = \sqrt{P_{РАС}^{СН^2} + Q_{РАС}^{СН^2}} = \sqrt{320^2 + 181,44^2} = 367,86 \text{ МВ} \cdot \text{А} ,$$

- суммарная нагрузка:

$$S_{РАС}^{\Sigma} = S_{РАС}^{ВН} + S_{РАС}^{СН} = 988,88 + 367,86 = 1356,74 \text{ МВ} \cdot \text{А} .$$

Расчет перетока полной мощности в энергосистему (резерв)

$$S_{ПЕРЕТОК} = \sqrt{P_{ПЕРЕТОК}^2 + Q_{ПЕРЕТОК}^2} = \sqrt{(75)^2 + (-19,82)^2} = 77,57 \text{ МВ} \cdot \text{А} .$$

1.4. Описание структурной схемы

Структурной схемой называется схема выдачи электроэнергии, на которой в виде графических изображений показываются основные функциональные части и связи между ними.

- Основными частями электростанции являются:
- Генераторы (G)
- Система (С)
- Распределительные устройства (РУ)
- Линии внешних потребителей (W)
- Линии внутренних потребителей (с.н.)
- Автотрансформаторы (АТ)
- Трансформаторы (Т)

На данной электростанции имеется два РУ: РУ ВН – 500 кВ и РУ СН – 330 кВ. К данным распределительным устройствам подключены генераторы по схеме блока «генератор-трансформатор» соответствующих типов.

Для повышения надежности электроснабжения РУ ВН и РУ СН связаны между собой с помощью двух автотрансформаторов связи со встроенным устройством РПН.

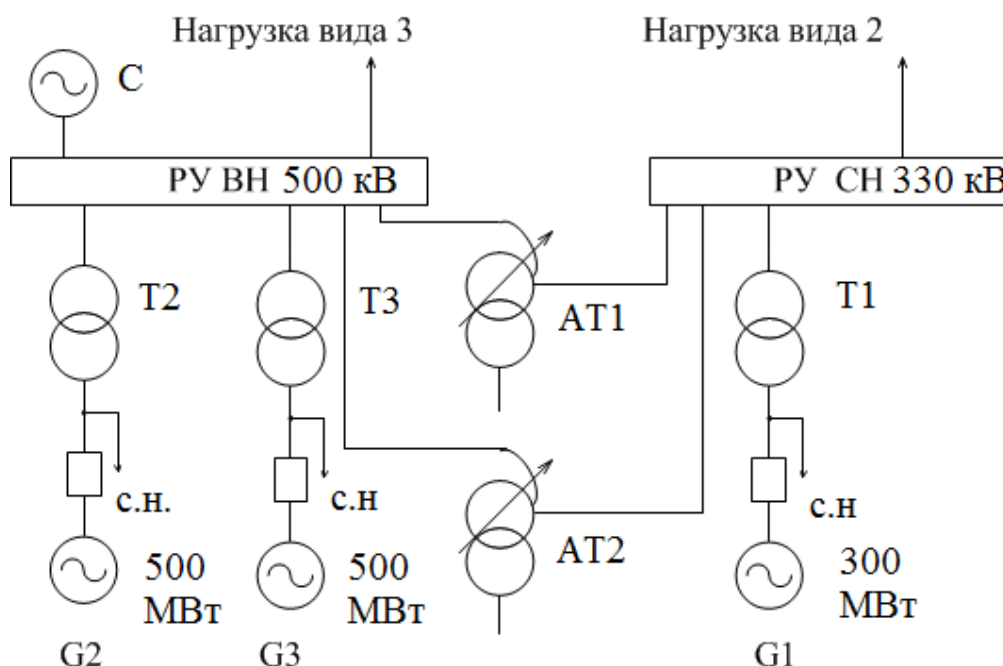


Рисунок 1 – Структурная схема КЭС

1.5. Расчет продолжительных режимов работы

Таблица 6 – Описание эксплуатационных режимов на КЭС

	Название режима	Описание
1. Нормальные режимы		
1.1	Режим максимальных нагрузок	Расчетная максимальная нагрузка на РУ КЭС
1.2	Режим минимальных нагрузок на РУ СН	Снижение нагрузки на РУ СН
2. Утяжеленные режимы		
2.1	Послеаварийный на РУ СН	Отключение самого мощного блока от РУ СН
2.2	Ремонтный РУ ВН - РУ СН	Отключение одного из (авто)трансформаторов связи РУ ВН - РУ СН

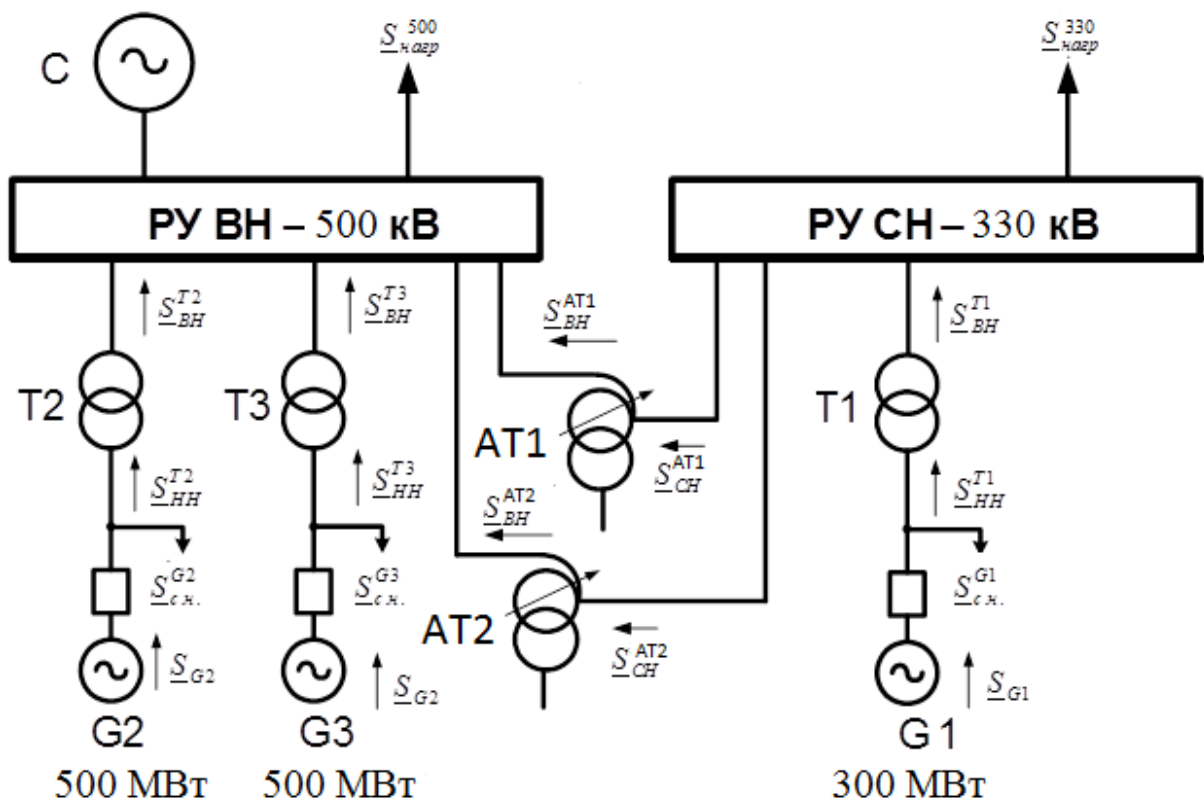


Рисунок 2 – Структурная схема КЭС с обозначенными перетоками мощности

С помощью специальной программы, составленной на кафедре ЭЭС, рассчитаем продолжительные режимы (далее приводятся данные, рассчитанные программой):

----- Расчет перетоков мощности через один автотрансформатор связи -----

Дата:

Режим максимальных нагрузок :

$P_{ат} = -22.00000 \text{ МВт}$

$Q_{ат} = -5.15146 \text{ МВАр}$

$S_{ат} = -22.59508 \text{ МВА}$

! Знак "-" соответствует перетоку мощности с РУ ВН на РУ СН !

Режим максимальных нагрузок, ремонтный:

$P_{ат} = -44.00000 \text{ МВт}$

$Q_{ат} = -10.30292 \text{ МВАр}$

$S_{ат} = -45.19016 \text{ МВА}$

! Знак "-" соответствует перетоку мощности с РУ ВН на РУ СН !

----- Расчет перетоков мощности через один автотрансформатор связи -----

Дата:

Режим минимальных нагрузок:

$P_{ат} = 10.00000 \text{ МВт}$

$Q_{ат} = 12.98378 \text{ МВАр}$

$S_{ат} = 16.38836 \text{ МВА}$

! Знак "+" соответствует перетоку мощности с РУ СН на РУ ВН !

Режим минимальных нагрузок, ремонтный:

$$P_{ат} = 20.00000 \text{ МВт}$$

$$Q_{ат} = 25.96755 \text{ МВАр}$$

$$S_{ат} = 32.77673 \text{ МВА}$$

! Знак "+" соответствует перетоку мощности с РУ СН на РУ ВН !

----- Расчет перетоков мощности через один автотрансформатор связи -----

Дата:

Режим максимальных нагрузок, послеаварийный:

$$P_{ат} = -166.00000 \text{ МВт}$$

$$Q_{ат} = -94.39464 \text{ МВАр}$$

$$S_{ат} = -190.96164 \text{ МВА}$$

! Знак "-" соответствует перетоку мощности с РУ ВН на РУ СН !

Режим максимальных нагрузок, послеаварийный, ремонтный:

$$P_{ат} = -332.00000 \text{ МВт}$$

$$Q_{ат} = -188.78929 \text{ МВАр}$$

$$S_{ат} = -381.92329 \text{ МВА}$$

! Знак "-" соответствует перетоку мощности с РУ ВН на РУ СН !

----- Расчет перетоков мощности через один автотрансформатор связи -----

Дата:

Режим минимальных нагрузок, послеаварийный:

$$P_{ат} = -134.00000 \text{ МВт}$$

$$Q_{ат} = -76.25941 \text{ МВАр}$$

$$S_{ат} = -154.18008 \text{ МВА}$$

! Знак "-" соответствует перетоку мощности с РУ ВН на РУ СН !

Режим минимальных нагрузок, послеаварийный, ремонтный:

$$P_{ат} = -268.00000 \text{ МВт}$$

$$Q_{ат} = -152.51882 \text{ МВАр}$$

$$S_{ат} = -308.36016 \text{ МВА}$$

! Знак "-" соответствует перетоку мощности с РУ ВН на РУ СН !

Произведем аналитический расчет для режима максимальных нагрузок:

$$\underline{S}_{G3} = \underline{S}_{HH}^{T3} + \underline{S}_{с.н.}^{G3}$$

$$\underline{S}_{ВН}^{T3} = \underline{S}_{HH}^{T3} = \underline{S}_{G3} - \underline{S}_{с.н.}^{G3} = \underline{S}_{G3} - K_{с.н.} \cdot \underline{S}_{G3} = \underline{S}_{G3} \cdot (1 - K_{с.н.}) = (500 + j309.87) \cdot 0,92 = 460 + j285.08 \text{ МВ} \cdot A$$

$$\underline{S}_{ВН}^{T3} = \underline{S}_{ВН}^{T2} = 460 + j285.08 \text{ МВ} \cdot A$$

$$\underline{S}_{ВН}^{T1} = \underline{S}_{HH}^{T1} = \underline{S}_{G1} - \underline{S}_{с.н.}^{G1} = \underline{S}_{G1} - K_{с.н.} \cdot \underline{S}_{G1} = \underline{S}_{G1} \cdot (1 - K_{с.н.}) = (300 + j185.92) \cdot 0,92 = 276 + j171.05 \text{ МВ} \cdot A$$

$$\underline{S}_{СН}^{AT1, AT2} = \frac{\underline{S}_{ВН}^{T1} - \underline{S}_{нагр}^{330}}{2}$$

$$\underline{S}_{СН}^{AT1, AT2} = \underline{S}_{ВН}^{T1} - \underline{S}_{нагр}^{330} = (276 + j171.05) - (320 + j181,35) = -44 - j10.3 \text{ МВ} \cdot A$$

$$S_{СН}^{AT1, AT2} = \sqrt{44^2 + 10.3^2} = 45.19 \text{ МВ} \cdot A$$

$$S_{СН}^{AT1} = S_{СН}^{AT2} = \frac{S_{СН}^{AT1, AT2}}{2} = \frac{45.19}{2} = 22.6 \text{ МВ} \cdot A - \text{ для одного автотрансформатора связи.}$$

При неучете потерь в автотрансформаторе

$$S_{CH}^{AT1} = S_{CH}^{AT2} = S_{BH}^{AT1} = S_{BH}^{AT2} = 22.6 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Перетоки мощности через один автотрансформатор связи РУ ВН – РУ СН в расчетном ремонтном режиме:

$$S_{расч}^{реж} = \frac{1}{K_{выз}} \cdot S_{обм}^{max} = \frac{1}{K_{выз}} \cdot K_{выз} \cdot S_{BH}^{AT2} = S_{BH}^{AT2}.$$

Максимальный переток полной мощности наблюдается в послеаварийном режиме на РУ СН при максимальной нагрузке на РУ СН, поэтому ремонтный режим рассчитаем именно для него:

$$S_{расч}^{реж} = 2 \cdot S_{BH}^{AT1} = 2 \cdot (-22.6) = -45.2 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Сравнивая значения перетоков мощностей, полученные в процессе аналитического расчета со значениями перетоков мощностей программного расчета, можно сделать вывод о том, что расчеты произведены верно.

1.6. Выбор силовых и автотрансформаторов

Трансформаторы выбираются по классам напряжения РУ и генераторов, и по номинальной мощности генераторов.

Таблица 7 – Выбранные блочные трансформаторы

Генератор			Трансформатор				Рис., обозначение на схеме
S _G	U _G	U _{РУ}	S _{ТРЕБ.НОМ}	Тип	U _{НН}	U _{ВН}	
МВ·А	кВ	кВ	МВ·А		кВ	кВ	
588	20	500	505,6	ТЦ-630000/500	20	525	4, Т2
588	20	500	505,6	ТЦ-630000/500	20	525	4, Т3
353	20	330	333,6	ТДЦ –400000/330	20	347	4, Т1

Пример выбора двухобмоточного трансформатора Т1.

Выбор по напряжению. Условием выбора по напряжению, является то, чтобы номинальное напряжение обмоток должно быть не меньше напряжений места установки оборудования, т.е. обмотка ВН трансформатора совпадает с классом напряжений РУ СН, а обмотка НН совпадает с классом напряжений генератора.

Выбор по мощности. Основное требование при выборе трансформатора по мощности это чтобы номинальная мощность была не меньше требуемой номинальной мощности:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{треб.}}^{\text{ном.}}$$

где $S_{\text{треб.}}^{\text{ном.}}$ – требуемая номинальная мощность с учетом перетоков мощности в различных эксплуатационных режимах.

Выбор по нагрузочной способности. При учете нагрузочной способности требуемая номинальная мощность трансформатора корректируется

$$S_{\text{треб.}}^{\text{ном}} = \frac{S_{G1} (1 - K_{с.н.})}{K_{\text{нагр.}}^{\text{сист.}}} = \frac{388 \cdot (1 - 0,08)}{1,07} = 333,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Соблюдая все вышеизложенные условия, выбираем трансформатор марки ТДЦ-400000/330.

Таблица 8 – Выбранные автотрансформаторы связи

S _{треб. ном} , МВ·А	Трансформатор			
	Тип	U _{ВН} ^{ном} , кВ	U _{СН} ^{ном} , кВ	U _{НН} ^{ном} , кВ
272,8	3хАОДЦТН – 167000/500/330-76У1	500 / √3	330 / √3	10,5; 38,5

Пример выбора автотрансформатора связи.

Выбор по напряжению. Условие выбора по напряжению: номинальное напряжение обмоток должно быть не меньше напряжений места установки оборудования, т.е. обмотка ВН автотрансформатора совпадает с классом напряжений РУ ВН, а обмотка НН совпадает с классом напряжений РУ СН.

Выбор по мощности. Основное требование при выборе трансформатора по мощности - номинальная мощность должна быть не меньше требуемой номинальной мощности.

$$S_{ном} \geq S_{треб}^{ном},$$

где $S_{треб}^{ном}$ – требуемая номинальная мощность с учетом перетоков мощности в различных эксплуатационных режимах.

Для выбора АТ по нагрузочной способности предварительно выберем АТ без учета нагрузочной способности для определения $K_{нагр}^{сист}$ и $K_{перег}^{авар}$:

Выбираем автотрансформатор марки АОДЦТН-167000/500/330-76У1

$$S_{треб}^{ном} = \max \left\{ \frac{S_{расч}^{реж i}}{K_{нагр}^{сист}}, \frac{S_{расч}^{ремонт, реж i}}{K_{перег}^{авар}} \right\} = \max \left\{ \frac{190,96}{1,07}; \frac{381,92}{1,4} \right\}$$

где $K_{нагр}^{сист} = 1,07$ [1. табл. 1.36], $K_{перег}^{авар} = 1,4$ [1. табл. 1.36]

$S_{расч}^{ремонт, реж}$ равно перетоку мощности в послеаварийном ремонтном режиме, т.к. при этом режиме через трансформатор проходит наибольшая мощность, т.е. $S_{расч}^{реж} = 381,92 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, а

$$S_{треб}^{ном} = \frac{S_{расч}^{ремонт, реж}}{K_{перег}^{авар}} = \frac{381,92}{1,4} = 272,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Поэтому выбираем 3 автотрансформатора типа АОДЦТН – 167000/500/330-76У1.

Таблица 9 – Расшифровка обозначения типа трансформаторов

Обозначение на схеме	Тип	Пояснение маркировки
T1	ТДЦ-400000/330	Т – трехфазный; Д – охлаждение масляное с дутьем и естественной циркуляцией масла; Ц — принудительная циркуляция воды и масла и ненаправленным потоком масла (в охладителях вода движется по трубам, а масло — в межтрубном пространстве, разделенном перегородками); 400000 – номинальная мощность, кВА; 330 – класс напряжения обмотки ВН, кВ.
T2, T3	ТЦ-630000/500	Т – трёхфазный; Ц — принудительная циркуляция воды и масла и ненаправленным потоком масла (в охладителях вода движется по трубам, а масло — в межтрубном пространстве, разделенном перегородками); 630000 - номинальная мощность, кВА; 500 - класс напряжения обмотки ВН, кВ.
AT1, AT2	АОДЦТН-167000/500/330	А – автотрансформатор О – однофазный; Д – охлаждение масляное с дутьем и естественной циркуляцией масла; Ц – принудительная циркуляция воды и масла и ненаправленным потоком масла (в охладителях вода движется по трубам, а масло — в межтрубном пространстве, разделенном перегородками); Т – трехобмоточный Н – система регулирования напряжения под нагрузкой, РПН; 167000 - номинальная мощность, кВА; 330 - класс напряжения обмотки ВН, кВ.

Таблица 10 – Описание систем охлаждения трансформаторов

Обозначение на схеме	Тип	Система охлаждения
T2, T3	ТЦ-630000/500	Масляно-водяное охлаждение трансформаторов с принудительной циркуляцией масла (Ц) принципиально устроено так же, как охлаждение ДЦ, но в отличие от последнего охладители в этой системе состоят из трубок, по которым циркулирует вода, а между трубками движется масло. Температура масла на входе в маслоохладитель не должна превышать 70 °С. Эта система охлаждения эффективна, но имеет довольно сложное конструктивное исполнение и поэтому применяется для мощных трансформаторов (160 МВА и более).
T1	ТДЦ-400000/330	В трансформаторах мощностью около 100 МВ-А и более выделяющиеся потери настолько значительны, что для их отвода приходится применять специальные масляно-воздушные охладители, обдуваемые вентиляторами и оснащенные насосами для принудительной циркуляции масла. Для увеличения эффективности обдува трубы в таких охладителях имеют сильно развитую ребристую наружную поверхность. Благодаря принудительной циркуляции масла достигается более равномерное распределение температуры масла по высоте бака.
AT1, AT2	АОДЦТН-167000/500/330	

Таблица 11 – Встроенные измерительные трансформаторы тока

Обозначение на схеме	Тип	Встроенные ТА	
		Место установки	Количество
T1	ТДЦ – 400000/330	На вводе ВН	По 2
		На вводе нейтрали	2
T2, T3	ТЦ – 630000/500	На вводе ВН	По 2
		На вводе нейтрали	2
AT1, AT2	АОДЦТН – 167000/500/330	На вводе ВН	2
		На вводе СН	2
		В каждой фазе НН	2
		На отводе одной из фаз общей обмотки со стороны нейтрали	2

Продолжение таблицы 11

Обозначение на схеме	Тип	Схема и группа соединения обмоток
T1	ТДЦ – 400000/330	$\text{Y}/\Delta-11$
T2, T3	ТЦ – 630000/500	$\text{Y}/\Delta-11$
AT1, AT2	АОДЦТН – 167000/500/330	$\text{Y}_{\text{авто}}/\Delta-0-11$

Таблица 12 – Описание встроенных регуляторов напряжения

Обозначение на схеме	Тип	Регулирование напряжения
T1	ТДЦ – 400000/330	Без регулирования
T2, T3	ТЦ – 630000/500	Без регулирования
T4, T5	АОДЦТН – 167000/500/330	РПН в линии СН $\pm 12\%$, ± 8 ступеней

1.7. Полное описание выбранного расчетного присоединения

Приведем структурную схему с обозначением:

- генераторов;
- распределительных устройств;
- нагрузок;
- системы;
- силовых (авто)трансформаторов: (РПН, нейтрали, ТТ и т.д.)

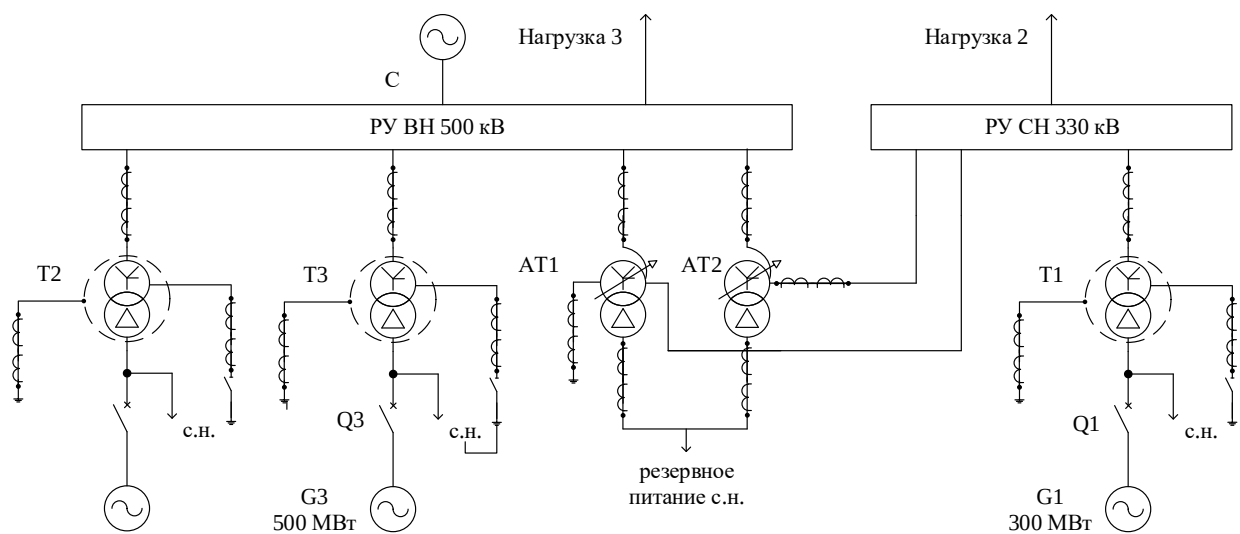
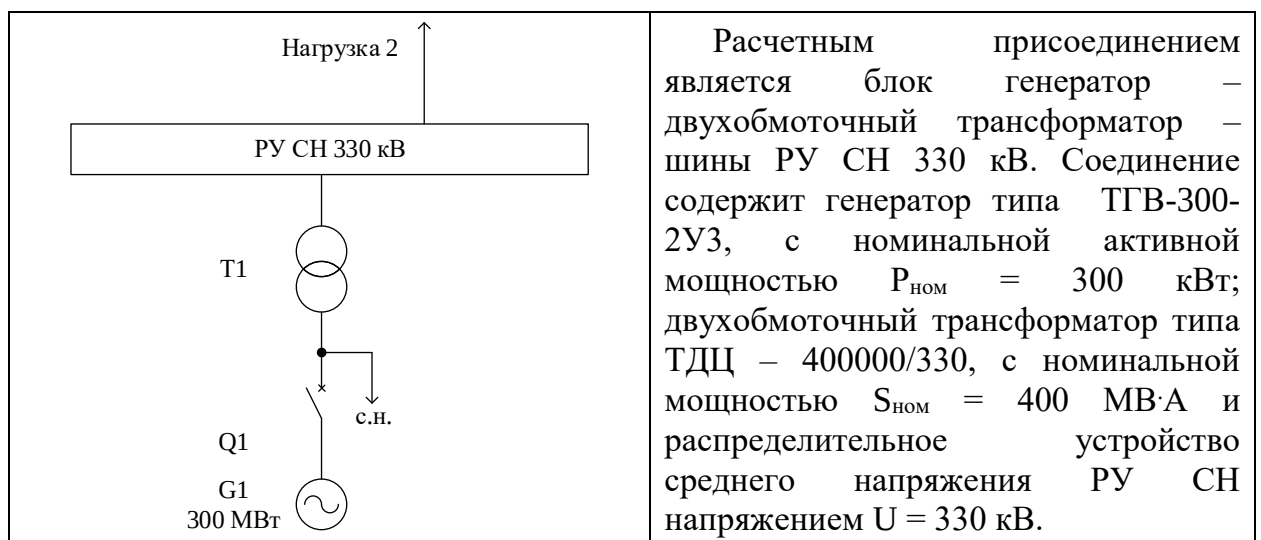


Рисунок 3 – Структурная схема КЭС

Таблица 13 – Описание расчетного присоединения



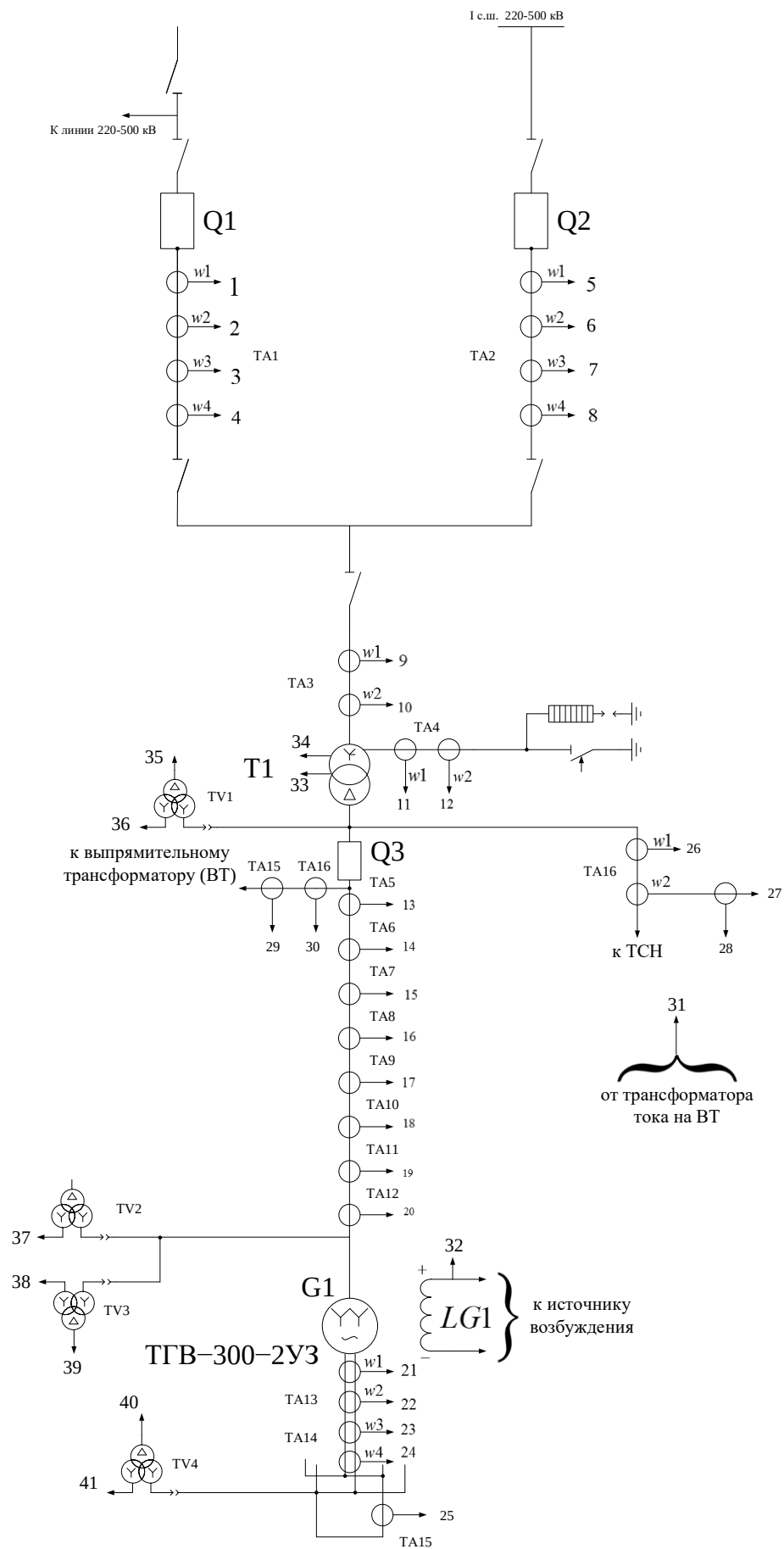


Рисунок 4 – Схема расчетного присоединения (от обмотки Г до блочного Т)

Обозначения на рисунке 4:

- 1, 23 – Резервная дифференциальная защита блока;
- 2, 16 – Дифференциальная защита трансформатора;
- 3 – Реле тока УРОВ 110-220 кВ и защита шин 220 кВ (резервный комплект);
- 4 – Защита шин 110-220 кВ (основной комплект);
- 5 – Реле контроля тока;
- 6 – Резерв;
- 7 – Защита от однофазных к.з. в сети с большим током замыкания на землю;
- 8 – К аварийному осциллографу;
- 9, 18 – Продольная дифференциальная защита трансформатора;
- 10 – АРВ (основное возбуждение);
- 11, 12 – Измерительные приборы и преобразователи для РАС;
- 13 – АПАХ и другие устройства автоматики;
- 14 – Защиты от симметричных перегрузок и от несимметричных к.з. и перегрузок; реле тока УРОВ;
- 15 – Защиты от симметричных к.з. и от асинхронного режима при потере возбуждения;
- 17 – Аварийный осциллограф, измерительные приборы;
- 20 – Поперечная дифференциальная защита генератора;
- 22 – Реле тока УРОВ, дистанционная защита ТСН, измерительные приборы;
- 24 – Защита ротора от перегрузки;
- 25 – Продольная дифференциальная защита генератора;
- 26 – Дифференциальная защита ТСН
- 27, 28 – Измерительные приборы, защита от замыканий на землю в обмотке статора генератора (резервный комплект);
- 29 – Устройство регулирования напряжения (АРВ);
- 30, 31 – Измерительные приборы, преобразователи для РАС, устройства автоматики, защита от замыканий на землю в обмотке статора генератора (основной комплект).
- 30,31,32 – Защита от замыканий на землю в обмотке статора генератора (основной комплект)

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

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

Нормальный режим – это такой режим работы электротехнического устройства, при котором значения его параметров не выходят за пределы, допустимые при заданных условиях эксплуатации.

В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки, без вынужденных отключений и без перегрузок. Ток нагрузки в этом режиме может меняться в зависимости от графика нагрузки. Для выбора аппаратов и токоведущих частей следует принимать наибольший ток нормального режима $I_{\text{норм}}$.

Ремонтный режим – это режим плановых профилактических и капитальных ремонтов. В ремонтном режиме часть элементов электроустановки отключена, поэтому на оставшиеся в работе элементы ложится повышенная нагрузка. При выборе аппаратов и токоведущих частей необходимо учитывать это повышение нагрузки до $I_{\text{рем, max}}$.

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 $I_{\text{нав, max}}$.

Из двух последних режимов выбирают наиболее тяжелый, когда в рассматриваемом элементе электроустановки проходит наибольший ток I_{max} .

Таким образом, расчетными токами продолжительного режима являются: $I_{\text{норм}}$ – наибольший ток нормального режима; I_{max} – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима [2, с. 212].

Таблица 14 – Расчетные формулы для присоединений и сборных шин

	Присоединение, сборные шины	$I_{\text{норм}}$	$I_{\text{макс}}$
1	Генератор G1	$I_{\text{норм}}^{G1} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}}}$	$I_{\text{макс}}^{G1} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cdot 0,95 \cos \varphi_{\text{ном}}}$
2	Трансформатор		
2.1	Блочный Т1:		
	сторона НН	$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ном}}^{T1}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}^{G1}}$	$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{ном}}^{T1}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}^{G1} \cdot 0,95}$
	сторона ВН	$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ном}}^{T1}}{\sqrt{3} U_{\text{ру}}^{\text{CH}}}$	$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{ном}}^{T1}}{\sqrt{3} U_{\text{ру}}^{\text{CH}} \cdot 0,95}$
2.2	Связи АТ1, АТ2:		
	сторона СН	$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ном}}^{T4}}{\sqrt{3} U_{\text{ру}}^{\text{CH}}}$	$I_{\text{макс}} = I_{\text{норм}} K_{\text{перез}}^{\text{авар}}$
	сторона ВН	$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ном}}^{T4}}{\sqrt{3} U_{\text{ру}}^{\text{ВН}}}$	$I_{\text{макс}} = I_{\text{норм}} K_{\text{перез}}^{\text{авар}}$
3	Нагрузка на РУ СН 110 кВ	$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{нагр}}^{\text{CH}}}{n \sqrt{3} U_{\text{ном}}^{\text{CH}}}$	$I_{\text{макс}} = \frac{n}{(n-1)} I_{\text{норм}}$
4	Сборные шины РУ СН 110 кВ	Нормальный (максимальный) ток определяется по току нормальному (максимальному) наиболее мощного присоединения, подключенного к рассматриваемым сборным шинам	

Таблица 15 – Токи продолжительных режимов участков расчетного
присоединения

Обозначение на схеме	Присоединение, сборные шины	Нормальный режим		Утяжеленный режим	
		Развернутая формула	$I_{\text{норм}}, \text{кА}$	Развернутая формула	$I_{\text{макс}}, \text{кА}$
G1	Генератор	$\frac{300}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,85}$	10,38	$\frac{300}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,95 \cdot 0,85}$	10,74
T1	Блочный трансформатор:				
	сторона НН	$\frac{400}{\sqrt{3} \cdot 20}$	11,56	$\frac{400}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,95}$	12,17
	сторона ВН	$\frac{400}{\sqrt{3} \cdot 330}$	0,7	$\frac{400}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95}$	0,737
AT1, AT2	Трансформатор связи:				
	сторона СН	$\frac{501}{\sqrt{3} \cdot 330}$	0,877	$0,877 \cdot 1,4$	1,229
	сторона ВН	$\frac{501}{\sqrt{3} \cdot 500}$	0,579	$0,579 \cdot 1,4$	0,810
Нагрузка 2	Нагрузка, U=330 кВ	$\frac{367,86}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 330}$	0,322	$\frac{2}{2-1} 0,322$	0,644
РУ СН 330 кВ	Сборные шины	—	0,877	—	1,229

Отообразим расчетные условия по режимам коротких замыканий.

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 СН 330 кВ и на выводах генератора G1.

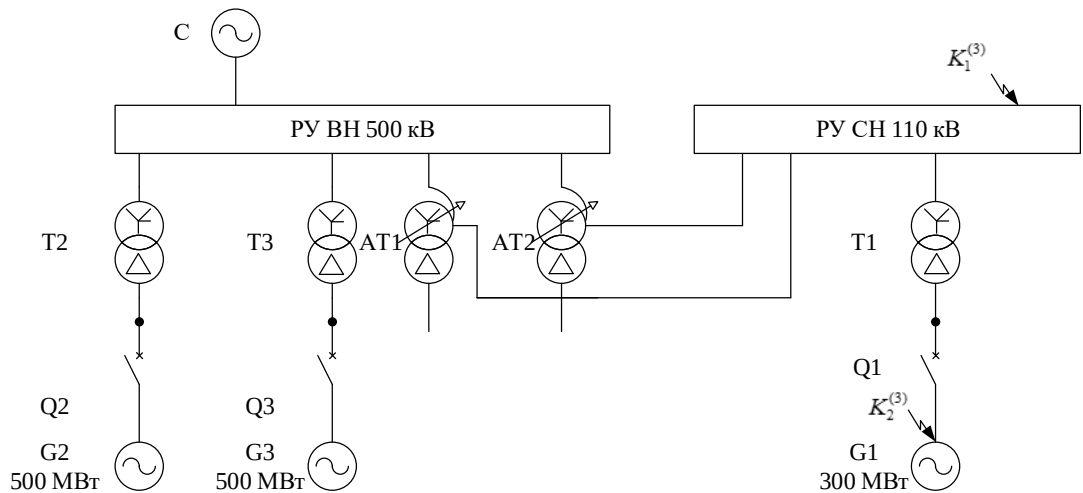


Рисунок 5 – Структурная схема КЭС для расчета трехфазного КЗ

На основе структурной схемы электроустановки и намеченного места повреждения составим схему замещения (рисунок 6), 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.

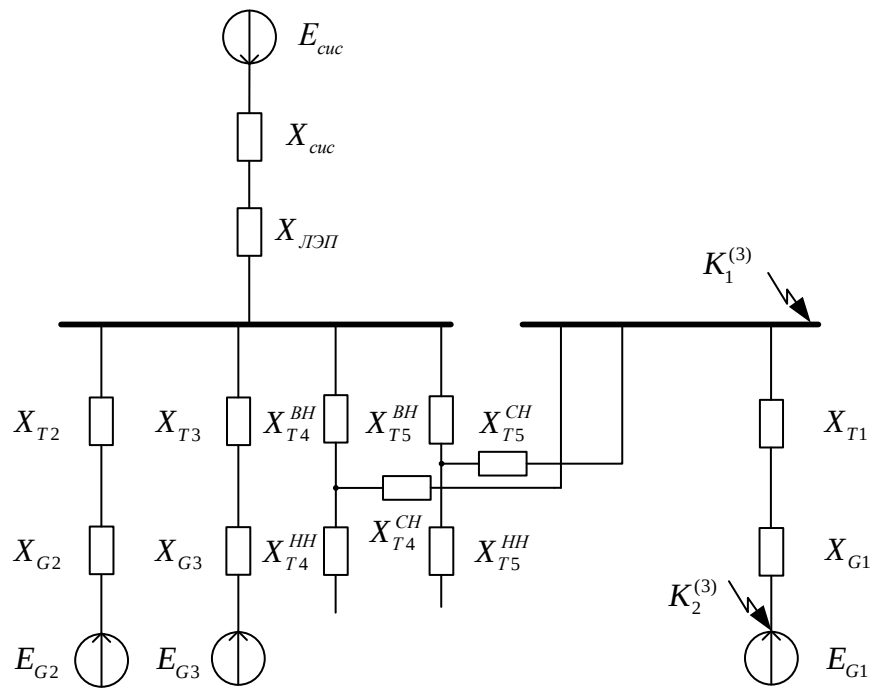


Рисунок 6 – Схема замещения КЭС

Для аналитического расчета принимаем следующие базисные условия, расчет ведется в относительных единицах:

$$S_{\bar{o}} = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$U_{\bar{o}1} = 500 \text{ кВ}; I_{\bar{o}1} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 500} = 1,156 \text{ кА};$$

$$U_{\bar{o}2} = 340 \text{ кВ}; I_{\bar{o}2} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,698 \text{ кА};$$

$$U_{\bar{o}3} = 20 \text{ кВ}; I_{\bar{o}3} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 28,9 \text{ кА};$$

$$U_{\bar{o}4} = 20 \text{ кВ}; I_{\bar{o}4} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}4}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 28,9 \text{ кА};$$

Базисные величины:

- базисная мощность (полная мощность в МВ·А) – любая величина, удобная для расчетов;
- базисное напряжение (линейное в кВ) – среднее номинальное напряжение места повреждения.

Расчетные формулы для сопротивлений трансформаторов, генераторов, реакторов линий приведены в [2, с. 131].

1). Система:

$$E_{сис} = 1 \text{ о.е.}$$

$$X_{сис} = \frac{S_{\sigma}}{S_{\kappa}} = \frac{1000}{7000} = 0,143 \text{ о.е.}$$

2). Линия связи:

$$X_{ЛЭП} = X_{22} = \frac{x_{л}}{2} = \frac{1}{2} \cdot x_0 \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_{cp}^2},$$

где для АС 400/51 $x_0=0,306$ Ом/км и $L=800$ км [1, табл. 7.39, с. 432]

$$X_{22} = \frac{x_{л}}{2} = \frac{1}{2} \cdot 0,306 \cdot 800 \cdot \frac{1000}{(515)^2} = 0,461 \text{ о.е.}$$

3). Турбогенератор G1:

$$X_{G1} = X_1 = x_d'' \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = 0,195 \cdot \frac{1000}{300} = 0,54 \text{ о.е.}$$

$$U_{*ном} = \frac{U_{ном}}{U_{Б3}} = \frac{20}{20} = 1 \quad I_{*ном} = \frac{I_{ном}}{I_{Б3}} = \frac{10,2}{28,9} = 0,353 \text{ о.е.}$$

$$\sin \varphi_{G1} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{G1}} = \sqrt{1 - (0,85)^2} = 0,527$$

$$E_{G1} = E_1 = \sqrt{(U_{*ном} \cdot \cos \varphi_{G1})^2 + (U_{*ном} \cdot \sin \varphi_{G1} + I_{*ном} \cdot X_{G1})^2} =$$

$$= \sqrt{(1 \cdot 0,85)^2 + (1 \cdot 0,85 + 0,353 \cdot 0,65)^2} = 1,115 \text{ о.е.}$$

4). Трансформатор Т1:

$$X_{T1} = X_4 = \frac{U_{K\%}}{100\%} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = 0,115 \cdot \frac{1000}{400} = 0,288 \text{ о.е.}$$

5). Турбогенератор G2 и G3:

$$X_{G2} = X_{G3} = X_2 = X_3 = x_d'' \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = 0,242 \cdot \frac{1000}{588} = 0,411 \text{ о.е.}$$

$$U_{*ном} = \frac{U_{ном}}{U_{Б4}} = \frac{20}{20} = 1 \quad I_{*ном} = \frac{I_{ном}}{I_{Б4}} = \frac{17}{28,9} = 0,588 \text{ о.е.}$$

$$\sin \varphi_{G2,3} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{G2,3}} = \sqrt{1 - (0,85)^2} = 0,527$$

$$E_{G2} = E_{G3} = E_2 = E_3 = \sqrt{(U_{*ном} \cdot \cos \varphi_{G2})^2 + (U_{*ном} \cdot \sin \varphi_{G2} + I_{*ном} \cdot X_{G2})^2} =$$

$$= \sqrt{(1 \cdot 0,85)^2 + (1 \cdot 0,85 + 0,588 \cdot 0,411)^2} = 1,147 \text{ о.е.}$$

6). Трансформаторы Т2 и Т3:

$$X_{T2} = X_{T3} = X_5 = X_6 = \frac{U_{K\%}}{100\%} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = 0,14 \cdot \frac{1000}{630} = 0,222 \text{ о.е.}$$

7). Автотрансформаторы связи Т4 и Т5:

$$U_{KA} = 0,5(U_{KBH-CH\%} + U_{KBH-HH\%} - U_{KCH-HH\%}) = 0,5(9,5 + 67 - 61) = 7,75\%$$

$$U_{KB} = 0,5(U_{KBH-CH\%} + U_{KCH-HH\%} - U_{KBH-HH\%}) = 0,5(9,5 + 61 - 67) = 1,75\% \approx 0\%$$

$$U_{KC} = 0,5(U_{KBH-HH\%} + U_{KCH-HH\%} - U_{KBH-CH\%}) = 0,5(67 + 61 - 9,5) = 59,25\%$$

$$X_{T4}^{BH} = X_{T5}^{BH} = X_7 = X_8 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{KA\%}}{100\%} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{1}{3} \cdot 0,077 \cdot \frac{1000}{167} = 0,153 \text{ о.е.}$$

$$X_{T4}^{CH} = X_{T5}^{CH} = X_9 = X_{10} = 0 \text{ о.е.}$$

$$X_{T4}^{HH} = X_{T5}^{HH} = X_{11} = X_{12} = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{KC\%}}{100\%} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{1}{3} \cdot 0,592 \cdot \frac{1000}{167} = 1,18 \text{ о.е.}$$

Аналитический расчет

Произведем расчет для трехфазного короткого замыкания для точки $K_1^{(3)}$ (РУ СН 330 кВ).

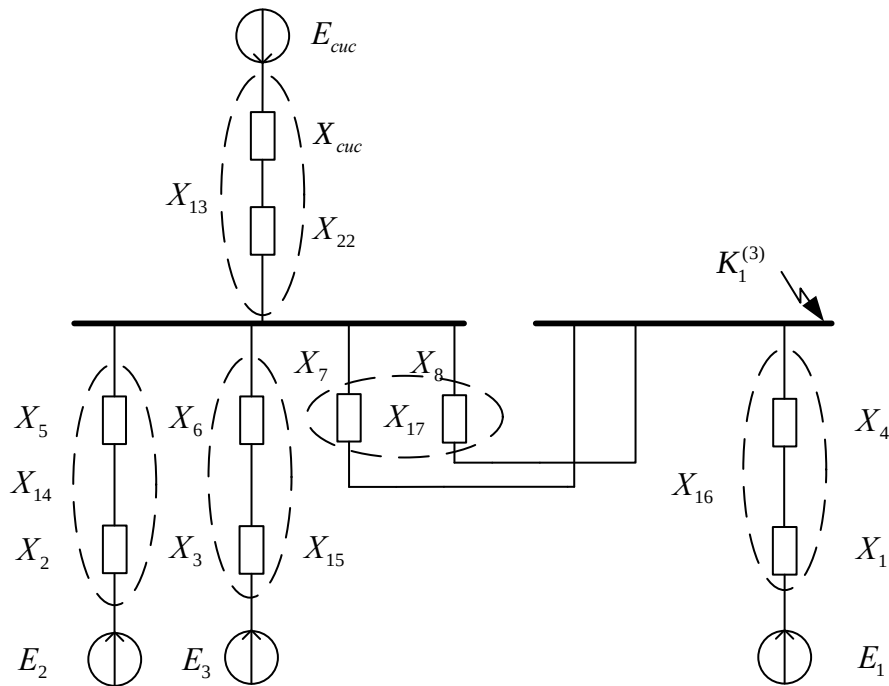


Рисунок 7 – Преобразование схемы замещения

$$X_{13} = X_{сис} + X_{22} = 0,143 + 0,489 = 0,632 \text{ о.е.}$$

$$X_{14} = X_2 + X_5 = 0,411 + 0,175 = 0,586 \text{ о.е.}$$

$$X_{15} = X_3 + X_6 = 0,411 + 0,175 = 0,586 \text{ о.е.}$$

$$X_{16} = X_1 + X_4 = 0,65 + 0,288 = 0,938 \text{ о.е.}$$

$$X_{17} = \frac{X_7 \cdot X_8}{X_7 + X_8} = \frac{0,153 \cdot 0,153}{0,153 + 0,153} = 0,08 \text{ о.е.}$$

Так как X_9 и X_{10} примерно равны нулю, то на схеме они не отображены.

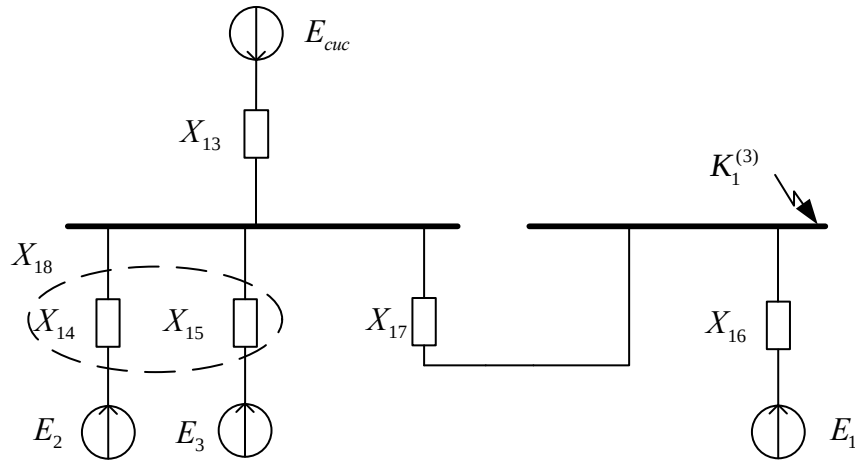


Рисунок 8 – Преобразование схемы замещения

$$E_4 = \frac{E_2 \cdot X_{15} + E_3 \cdot X_{14}}{X_{15} \cdot X_{14}} = \frac{(1,221 \cdot 0,586) + (1,221 \cdot 0,586)}{0,586 + 0,586} = 1,22 \text{ о.е.}$$

$$X_{18} = \frac{X_{15} \cdot X_{14}}{X_{15} + X_{14}} = \frac{0,586 \cdot 0,586}{0,586 + 0,586} = 0,293 \text{ о.е.}$$

$$E_5 = \frac{E_{cuc} \cdot X_{18} + E_4 \cdot X_{13}}{X_{18} + X_{13}} = \frac{(1 \cdot 0,293) + (1,22 \cdot 0,632)}{0,293 + 0,632} = 1,15 \text{ о.е.}$$

$$X_{19} = \frac{X_{18} \cdot X_{13}}{X_{18} + X_{13}} = \frac{0,293 \cdot 0,632}{0,293 + 0,632} = 0,2 \text{ о.е.}$$

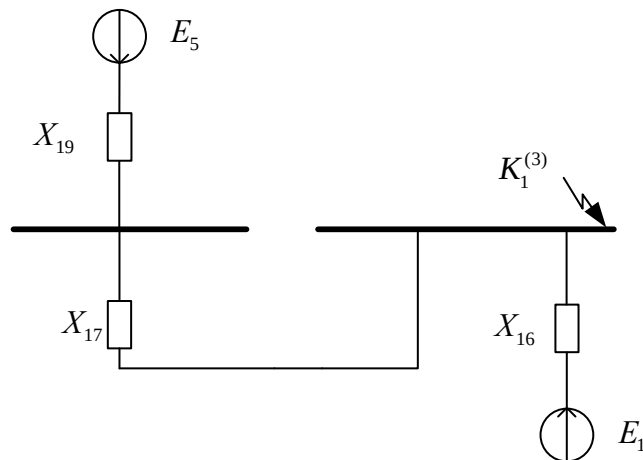


Рисунок 9 – Преобразование схемы замещения

$$X_{20} = X_{19} + X_{17} = 0,23 + 0,08 = 0,31 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{экв}} = \frac{X_{20} \cdot X_{16}}{X_{20} + X_{16}} = \frac{0,31 \cdot 0,938}{0,31 + 0,938} = 0,233 \text{ о.е.}$$

$$E_{\text{экв}} = \frac{E_1 \cdot X_{20} + E_5 \cdot X_{16}}{X_{20} + X_{16}} = \frac{(1,374 \cdot 0,31) + (1,15 \cdot 0,938)}{0,31 + 0,938} = 1,206 \text{ о.е.}$$

$$I_{*K3} = \frac{E_{\text{экв}}}{X_{\text{экв}}} = \frac{1,206}{0,233} = 5,176$$

$$I_{K3} = I_{*K3} \cdot I_{\delta 2} = 5,176 \cdot 1,698 = 8,43 \text{ кА}$$

Значение начальной периодической составляющей тока КЗ по ветвям:

$$I_{\text{по1}} = \frac{E_1}{X_{16}} \cdot I_{\delta 2} = \frac{1,374}{0,938} \cdot 1,698 = 2,237 \text{ кА}$$

$$I_{\text{по2}} = \frac{E_5}{X_{20}} \cdot I_{\delta 2} = \frac{1,15}{0,31} \cdot 1,698 = 6,1 \text{ кА}$$

Суммарное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{\text{по}} = I_{\text{по1}} + I_{\text{по2}} = 2,237 + 6,1 = 8,337 \text{ кА}$$

Программный расчет (протокол расчетов программы GTCURR)

Кафедра Электрических станций МЭИ, программа GTCURR
Расчет для данных из файла work.tzk при S б = 1000. МВА

Номер эл-та	Обозначение элемента	Исходные параметры элемента	Расчетные параметры R, о.е. X, о.е. E, о.е.
1	Система	1 S ном = 7000. МВА X с = 1.000 о.е. Куд = 1.820	.0090 .143 1.000
2	Линия	1 l = 800.0 км X = .306 Ом/км R = .0250 Ом/км U ср.ном = 515.0 кВ Число цепей 2.	.0377 .461
3	Генератор	2 P ном = 500. МВт X" = .242 о.е. T а = 1.280 с COS (FI) = .85	.0010 .411 1.146
4	Трансформ.	2 S ном = 630. МВА U к = 14.0 % P кз = 1210. кВт	.0030 .222
5	Трансформ.	3 S ном = 630. МВА U к = 14.0 % P кз = 1210. кВт	.0030 .222
6	Генератор	3 P ном = 500. МВт X" = .242 о.е. T а = 1.280 с COS (FI) = .85	.0010 .411 1.146
7	Автотранс.	4 S ном = 501. МВА U вс = 9.5 % U вн = 67.0 %	.0000 .194 .0016 6.575 .0004 1.485

		U _{сн} = 61.0 %		
		P _{вс} = 300. кВт		
		P _{вн} = 81. кВт		
		P _{сн} = 86. кВт		
8 Автотранс.	5	S _{ном} = 501. МВА	.0000	.194
		U _{вс} = 9.5 %	.0016	6.575
		U _{вн} = 67.0 %	.0004	1.485
		U _{сн} = 61.0 %		
		P _{вс} = 300. кВт		
		P _{вн} = 81. кВт		
		P _{сн} = 86. кВт		
9 Генератор	1	P _{ном} = 300. МВт	.0018	.553 1.115
		X" = .195 о.е.		
		T _а = .957 с		
		COS(FI) = .85		
10 Трансформ.	1	S _{ном} = 400. МВА	.0049	.287
		U _к = 11.5 %		
		P _{кз} = 790. кВт		

КЗ 1 в узле со средним номинальным напряжением 340.0 кВ

Элем.	R экв, ое	X экв, ое	T _а , с	I _{по} , кА	i _{уд} , кА
7				3.07	8.43
8				3.07	8.43
10				2.25	6.30
КЗ	.326E-02	.202	.198	8.40	23.2

Токи в ветвях

Элем.	Уср. ном.	T _а , с	I _{по} , кА	I _{уд} , кА
9	340.	.395	2.25	6.30
6	340.	1.99	2.15	6.07
3	340.	1.99	2.15	6.07
1	340.	.472E-01	1.84	4.71

КЗ 2 в узле со средним номинальным напряжением 20.0 кВ

Элем.	R экв, ое	X экв, ое	T _а , с	I _{по} , кА	i _{уд} , кА
9				58.3	164.
10				53.6	148.
КЗ	.256E-02	.258	.321	112.	311.

Токи в ветвях

Элем.	Уср. ном.	T _а , с	I _{по} , кА	I _{уд} , кА
9	20.0	.957	58.3	164.
6	20.0	11.4	19.9	56.2
3	20.0	11.4	19.9	56.2
1	20.0	.474E-01	13.8	35.4

Результаты расчета программы GTCURR занесем в таблицу:

Таблица 16 – Результаты расчета режима КЗ программой GTCURR

Обозначение точки К.З; описание места повреждения	Источник	Параметры режима трёхфазного К.З.			
		$I_{по}, кА$	$T_a, с$	K_y	$i_y, кА$
К ₁ – Шины РУ СН 330 кВ	G1	2,25	0,395	1,975	6,30
	G2	2,15	1,99	1,995	6,07
	G3	2,15	1,99	1,995	6,07
	Система	1,84	0,0472	1,809	4,71
Суммарное значение		8,40	0,198	1,951	23,2
К ₂ – Выводы генератора G1	G1	58,3	0,957	1,99	164
	G2	19,9	0,272	1,999	56,2
	G3	19,9	0,272	1,999	56,2
	Система	13,8	0,0474	1,81	35,4
Суммарное значение		106,3	0,321	1,969	311,8
Расчетное значение		58,3	0,957	1,999	164

Сравним результаты расчета программы GTCURR и ручного расчета.

Таблица 17 – Сравнение аналитического и программного расчетов

Обозначение точки КЗ; описание места повреждения	Источник	Параметры режима трёхфазного	
		GTCURR	Аналитический
		$I_{по}, кА$	$I_{по}, кА$
К ₁ – Шины РУ СН 330 кВ	G1	2,25	2,237
	G3+G2+Система	6,15	6,1
Суммарное значение		8,40	8,337

Сравнивая аналитические расчеты и расчеты программы можно сказать, что полученные результаты незначительно отличаются друг от друга, в дальнейшем будем использовать результаты, полученные в программе GTCURR (как более точные).

Таблица 18 – Окончательные результаты расчета режима КЗ

Обозначение точки КЗ	Описание места повреждения	Вид короткого замыкания	Параметры режима КЗ		$t_{отк.}, с [2, с.210]$
			$I_{по}, кА$	$i_y, кА$	
$K_1^{(3)}$	Шины РУ СН 330 кВ	Трёхфазное КЗ	8,40	23,3	0,1-0,2
$K_2^{(3)}$	Выводы генератора G1	Трёхфазное КЗ	58,3	164	4

1.9. Выбор коммутационных аппаратов в цепях расчетного присоединения

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 19 – Параметры выбранных выключателей

Место установки	Тип аппарата		Параметры режима			
			U, кВ	$I_{\max} (I_{\text{ном}})$, кА	$I_{\text{по}}$, кА	i_y , кА
Выводы блочного генератора 300 МВт	ВГМ-20-90/11200УЗ	расч.	20	10,74	58,3	164
		катал.	20	11,2	90	320
ОРУ СН 330 кВ	ВВД-330Б-40/3150У1	расч.	330	1,229	11,09	30,6
		катал.	330	3,15	40	102

Расшифровка условного обозначения:

ВГМ-20-90/11200УЗ:

В – выключатель;

Г – генераторный;

М – маломасляный;

20 – номинальное напряжение, кВ;

90 – номинальный ток отключения, кА;

11200 – номинальный ток, А;

У – для работы в районах с умеренным климатом;

З – для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

ВВД-330Б-40/3150У1:

В – выключатель;

В – воздушный;

Д – с повышенным давлением;

330 – номинальное напряжение, кВ;

Б – категория изоляции;

40 – номинальный ток отключения, кА;

3150 – номинальный ток, А;

У – для работы в районах с умеренным климатом;

1 – для работы на открытом воздухе.

Таблица 20 – Дополнительные каталожные данные выключателей

Тип аппарата	$t_{O.B.}$ с	$t_{C.B.}$ с	$I_{откл.ном.}$ кА	$I_{т.ст.}$ кА	$t_{т.ст.}$ с	$\beta_{ном}$ %	Тип привода	Кол-во ТА
ВГМ-20-90/11200У3	0,2	0,15	90	105	4	20	ПС-31	-
ВВД-330Б-40/3150У1	0,08	0,06	40	40	3	20	ШРНА	12

Проверка выключателей по отключающей способности и термической стойкости:

- Проверка по отключающей способности:
 - Для выключателя ВГМ-20-90/11200У3:

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

$$I_{П,\tau} \leq I_{откл.ном.}$$

$$I_{П,\tau} = I_{ПО} = 58,3 \text{ кА}$$

$$I_{П,\tau} \leq I_{откл.ном.} \Rightarrow 58,3 \text{ кА} < 90 \text{ кА} \Rightarrow \text{условие выполняется}$$

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном.},$$

где $i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 106,3 \cdot e^{-0,16/0,957} = 69,755 \text{ кА}$ – апериодическая составляющая тока К.З. в момент расхождения контактов [2, с. 168];

$T_a = 0,957 \text{ с}$ (из расчёта программы GTCURR);

$\tau = t_{з,мин} + t_{с,в} = 0,01 + 0,15 = 0,16 \text{ с}$ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов;

$t_{з,мин} = 0,01 \text{ с}$ – 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 апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

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

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} \Rightarrow 69,755 \text{ кА} > 25,46 \text{ кА} \Rightarrow \text{условие не выполняется.}$$

Раз 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 [2, с. 338]:

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

$$(\sqrt{2} \cdot 58,3 + 69,755) \leq \sqrt{2} \cdot 90 \cdot \left(1 + \frac{20}{100}\right)$$

$$152,20 \text{ кА} \leq 152,74 \text{ кА}$$

Как видно, данное условие выполняется.

■ Для выключателя ВВД-330Б-40/3150У1:

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

$$I_{П,\tau} \leq I_{откл.ном.}$$

$$I_{П,\tau} = I_{ПО} = 11,09 \text{ кА}$$

$$I_{П,\tau} \leq I_{откл.ном.} \Rightarrow 11,09 \text{ кА} < 40 \text{ кА} \Rightarrow \text{условие выполняется}$$

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном.},$$

где $i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 11,09 \cdot e^{-0,07/0,198} = 11,013 \text{ кА}$ — апериодическая составляющая тока КЗ. в момент расхождения контактов [2, с. 168];

$T_a = 0,198 \text{ с}$ (из расчёта программы GTCURR);

$\tau = t_{з, \min} + t_{с, в} = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с}$ — наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов;

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

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{откл.ном.}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 20 \cdot 40}{100} = 11,313 \text{ кА} \quad \text{— номинальное допустимое}$$

значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

β_n — нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %;

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} \Rightarrow 11,013 \text{ кА} < 11,313 \text{ кА} \Rightarrow \text{условие выполняется.}$$

- Проверка выключателя по термической стойкости:

- Для выключателя ВГМ-20-90/11200У3:

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_K \leq I_{тер}^2 t_{тер},$$

где $B_K = I_{ПО}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 58,3^2 \cdot (4 + 0,957) = 16848,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ – 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.

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

$$B_K \leq B_{каталож} \Rightarrow 16848,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 32400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \Rightarrow \text{условие выполняется.}$$

- Для выключателя ВВД-330Б-40/3150У1:

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_K \leq I_{тер}^2 t_{тер},$$

где $B_K = I_{ПО}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 11,09^2 \cdot (0,1 + 0,198) = 36,65 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ – 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.

$$B_{каталож} = I_{тер}^2 t_{тер} = 40^2 \cdot 2 = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_K \leq B_{каталож} \Rightarrow 36,65 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \Rightarrow \text{условие выполняется.}$$

Как видно, выбранные выключатели проходят условия проверки по отключающей способности и термической стойкости. Полученные значения сведем в таблицу 21.

Таблица 21 – Данные по выбранным выключателям

Место установки	Тип аппарата		Отключающая способность			Термическая стойкость	
			$I_{П,\tau}$, кА	$i_{a,\tau}$, кА	Полный ток КЗ, кА	$t_{откл}$, с	B_K , кА ² ·с
Выводы блочного генератора 300 МВт	ВГМ-20-90/11200У3	расч.	58,3	69,76	152,20	4	16848,3
		катал.	90	25,46	152,74	4	32400
ОРУ СН 330 кВ	ВВД-330Б-40/3150У1	расч.	11,09	11,01	26,69	0,1	36,65
		катал.	40	11,31	67,88	2	3200

Полный ток КЗ определяем по [2, с. 338]:

$(\sqrt{2}I_{П,\tau} + i_{a,\tau})$ – расчетный полный ток КЗ;

$\sqrt{2}I_{откл,ном}(1 + \beta_n/100)$ – каталожный полный ток КЗ.

Выбор разъединителей:

Выбор разъединителей производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- по току

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

- по конструкции, роду установки.

По току и напряжению выбираем следующий разъединитель на выводах блочного генератора 300 МВт [1, табл. 5.5, с. 260]:

РВП-20/12500 У3

$$U_{уст} \leq U_{ном} \Rightarrow 20 \text{ кВ} \leq 20 \text{ кВ}; \quad \begin{aligned} I_{ном} \leq I_{ном} &\Rightarrow 10,38 \text{ кА} \leq 12,5 \text{ кА}; \\ I_{max} \leq I_{ном} &\Rightarrow 10,74 \text{ кА} \leq 12,5 \text{ кА}; \end{aligned}$$

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);

$$i_y \leq i_{пр,с} \Rightarrow 164 \text{ кА} \leq 490 \text{ кА} \text{ — условие выполняется.}$$

Проверка по термической стойкости:

$$B_K \leq I_{тер}^2 t_{тер} = B_{каталож} \Rightarrow 16848,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 180^2 \cdot 4 = 129600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} - \text{условие выполняется.}$$

По току и напряжению выбираем следующий разъединитель на РУ СН 330 кВ наружной установки [1, табл. 5.5, с. 260]:

РНД-330/3200 У1

Как видно, выбранный разъединитель проходит по данным условиям проверки. Полученные значения и параметры разъединителей сведем в таблицу 22.

Таблица 22 – Данные по выбранным разъединителям

Наименование	Обозначение	Единица измерения	Место установки	
			Выводы G1 300 МВт	ОРУ 330 кВ
Расчётные данные				
Напряжение	$U_{уст}$	кВ	20	330
Ток продолжительного режима	I_{max}	кА	10,74	1,229
Ударный ток	$i_{уд}$	кА	164	30,6
Интеграл Джоуля	$B_{расч}$	кА ² · с	16848,3	36,65
Каталожные данные				
Тип аппарата			РВП-20/12500 У3	РНД-330/3200 У1
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	20	330
Номинальный ток	$I_{ном}$	кА	12,5	3,2
Предельный сквозной ток	$i_{пр.скв.}$	кА	490	160
Ток термической стойкости	$I_{т.ст.}$	кА	180	63
Время термической стойкости	$t_{т.ст.}$	с	4	2
Интеграл Джоуля	$B_{ном}$	кА ² · с	129600	7938
Тип привода			ПД-12У3	ПДН-1У1

Структура условного обозначения:

РВП-20/12500 У3:

Р – разъединитель;

В – внутренней установки;

П – с поступательным движением главных ножей;

20 – номинальное напряжение, кВ;

12500 – номинальный ток, А;

У – для работы в районах с умеренным климатом;

3 – для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

РНД-330/3200 У1:

Р – разъединитель;

Н – наружной установки;

Д – двухколонковый;

330 – номинальное напряжение, кВ;

3200 – номинальный ток, А;

У – для работы в районах с умеренным климатом;

1 – для работы на открытом воздухе.

1.10. Выбор токоведущих частей цепей расчетного присоединения

Таблица 23 – Выбранные типы проводников

Описание цепей	Типы проводников
РУ СН 330 кВ	Гибкие шины
Выводы блочного трансформатора	Гибкие провода
Выводы блочного генератора	Комплектный пофазно-экранированный токопровод

Выбор гибких шин и токопроводов:

В ОРУ 330 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами АС.

Гибкие провода применяются для соединения блочного трансформатора с ОРУ [2, с. 238].

- Выводы сборных шин 330 кВ:

Так как сборные шины электроустановок проверке по экономической плотности тока не подлежат, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения: $I_{\max} = 1,229 \text{ кА}$.

Принимаем два провода в фазе АС-300/39, наружный диаметр 24 мм, допустимый ток $2 \cdot 710 = 1420 \text{ А}$ [1, табл. 7.35, с. 428].

Проверку шин на схлестывание не производим, т.к. значение $I_{II0}^{(3)} = 8,4 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$.

Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования для проводов сечением более 70 мм^2 не проводится [1, табл. 1.18, с. 20].

- Выводы блочного трансформатора:

$$I_{\text{норм}} = 0,7 \text{ кА} \quad I_{\text{макс}} = 0,737 \text{ кА}$$

Сечение выбираем по экономической плотности тока:

$$q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{норм}}}{J_{\text{эк}}} = \frac{700}{1} = 700 \text{ мм}^2$$

Принимаем два провода в фазе АС 240/32, наружный диаметр 21,6 мм, допустимый ток $2 \cdot 605 = 1210 \text{ А}$ [1, табл. 7.35, с. 428].

Проверка сечения на нагрев по допустимому току:

$$I_{\text{макс}} = 0,737 \text{ кА} < I_{\text{доп}} = 1,210 \text{ кА} \Rightarrow \text{условие выполняется}.$$

Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверку по короне не производим, т.к. выбранное сечение больше минимального сечения, необходимого для данного напряжения $q_{\min} = 70 \text{ мм}^2$ [1, табл. 1.18, с. 20].

Полученные данные по выбранным гибким шинам и токопроводам сведем в таблицу 24.

Таблица 24 – Данные по выбранным гибким шинам и токопроводам

Описание цепей	Каталожные данные				
	Тип проводника	$q_{ном},$ мм ² (А/С)	$I_{доп},$ кА	Масса 1 км, кг	
				Алюминиевой части	Стали сердечника
1	2	3	4	5	6
РУ СН 330 кВ	АС 300/39	301,0/ 38,6	1,420	830	302
Выводы блочного трансформатора	АС 240/32	244,0/ 31,7	1,210	673	248

Продолжение таблицы 24

$q_{эк},$ мм ²	$I_{max},$ кА	Расстояние между фазами, м
7	8	9
-	1,229	0,4
700	0,737	0,35

Выбор комплектного пофазно-экранированного токопровода для выводов генератора G1:

Участок от выводов генератора G1 в блоке до выводов блочного трансформатора выполняем комплектным пофазно - экранированным токопроводом марки [1, табл. 9.13, с. 539]:

ТЭКН-Е-12500-400

Проверка провода:

$$I_{max} \leq I_{ном}; \Rightarrow 10,74 \text{ кА} < 12500 \text{ кА};$$

$$i_{yo} \leq i_{дин}; \Rightarrow 164 \text{ кА} < 400 \text{ кА}.$$

Таблица 25 – Данные по выбранным токопроводам на выводах G1

Тип генератора	Тип токопровода		$I_{\max}$, кА	$U_{уст}$, кВ	$i_{уд}$, кА	Тип встроенных измерительных трансформаторов	
						тока	напряжения
1	2	3	4	5	6	7	8
ТГВ–300–2У3	ТЭКН-Е-12500-400	расч	10,74	20	164	ТШ-20-12000/5	ЗНОМ-20
		катал.	12,5	20	400		

1.11. Проектирование измерительной подсистемы

Опишем объем измерений в цепях КЭС в виде таблицы 10.1 [2, табл. 4.11, с. 362].

Таблица 26 – Измерения в цепях КЭС

№ п/п.	Цепь	Место установки приборов		Перечень приборов	Примечания
1	Блока генератор-трансформатор	Генератор	Статор	Амперметр в каждой фазе, вольтметр, ваттметр, варметр, счетчик активной энергии, датчик активной и реактивной мощности. Регистрирующие приборы: ваттметр, амперметр и вольтметр	—
			Ротор	Амперметр, вольтметр. Вольтметр в цепи основного и резервного возбуждателей. Регистрирующий амперметр	
		Блочный трансформатор	НН	—	
			ВН	Амперметр	
2	Трансформатора связи РУ разных напряжений	Автотрансформатор	СН	Амперметр, ваттметр и варметр с двусторонней шкалой	—
3	Линии 330 кВ	—		Амперметр в каждой фазе, ваттметр и варметр с двусторонней шкалой, осциллограф, фиксирующий прибор для определения места КЗ, датчики активной и реактивной мощности	На линиях межсистемной связи устанавливаются счетчики активной энергии со стопорами
4	Сборных шин 330 кВ	На каждой секции или системе шин		Вольтметр с переключением для измерения трех междуфазных напряжений; регистрирующие приборы: частотомер, вольтметр	—

Таблица 27 – Буквенные обозначения приборов

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

Требования ПУЭ к классу точности измерительных приборов [6, глава 1.5, пункт 1.5.15; глава 1.6, пункт 1.6.2] приведены в таблице 27:

Таблица 27 – Требования ПУЭ к классу точности ИП

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
Генераторы мощностью 12-50 МВт	1		
Трансформаторы мощностью 63 МВ·А и выше	0,5		
Трансформаторы мощностью 10-40 МВ·А	1		

Выберем измерительные приборы и приведем их характеристики в таблице 28 [1, табл. 6.26, с. 387; 2, табл. П4.7]:

Таблица 28 – Характеристики выбранных 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-351	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-680	0,5	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	-
PSV А	Н-395	1,5	10	10	2	0	1	10	-
PSF	Н-397	0,5	7	-	1	0	1	7	-

Мощность в В·А, потребляемая измерительными приборами показана в таблице 29:

Таблица 29 – Потребляемая мощность ИП

Прибор	Тип	Блочный трансформатор сторона ВН 330 кВ			Линия 330 кВ		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С	Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	2	3	4	5	6	7	8
Амперметр	Э-351	—	0,5	—	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	—	—	—	0,5	—	0,5
Варметр	Д-335	—	—	—	0,5	—	0,5
Счетчик активной энергии	И-680	—	—	—	2,5	—	2,5
Счетчик реактивной энергии	И-689	—	—	—	2,5	—	2,5
Итого:		—	0,5	—	6,5	0,5	6,5

Прибор	Тип	Автотрансформатор связи сторона СН 330 кВ			Сборные шины 330 кВ		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С	Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	2	3	4	5	6	7	8
Амперметр	Э-351	–	0,5	–	–	–	–
Ваттметр	Д-335	0,5	–	0,5	–	–	–
Варметр	Д-335	0,5	–	0,5	–	–	–
Счетчик активной энергии	И-680	–	–	–	–	–	–
Счетчик реактивной энергии	И-689	–	–	–	–	–	–
Итого:		1	0,5	1	–	–	–

Таблица 30 – Мощность, потребляемая приборами с обмотками напряжения

Прибор	Тип	Блочный трансформатор сторона ВН 110 кВ			Линия 110 кВ		
		Кол-во приборов	Р, Вт	Q, вар	Кол-во приборов	Р, Вт	Q, вар
1	2	3	4	5	6	7	8
Вольтметр	Э-335	–	–	–	–	–	–
Ваттметр	Д-335	–	–	–	1	3	–
Варметр	Д-335	–	–	–	1	3	–
Счетчик активной энергии	И-680	–	–	–	1	4	9,7
Счетчик реактивной энергии	И-689	–	–	–	1	6	14,5
Регистрирующий вольтметр	Н-393	–	–	–	–	–	–
Регистрирующий частотомер	Н-397	–	–	–	–	–	–
Итого:			–	–		16	24,2

Прибор	Тип	Автотрансформатор связи сторона СН 110 кВ			Сборные шины 110 кВ		
		Кол-во приборов	Р, Вт	Q, вар	Кол-во приборов	Р, Вт	Q, вар
1	2	9	10	11	12	13	14
Вольтметр	Э-335	—	—	—	1	2	—
Ваттметр	Д-335	1	3	—	—	—	—
Варметр	Д-335	1	3	—	—	—	—
Счетчик активной энергии	И-680	—	—	—	—	—	—
Счетчик реактивной энергии	И-689	—	—	—	—	—	—
Регистрирующий вольтметр	Н-393	—	—	—	1	10	—
Регистрирующий частотомер	Н-397	—	—	—	1	7	—
Итого:			6	—		19	—

Выбор измерительных трансформаторов тока:

Условия выбора и проверки ТА:

Трансформаторы тока выбирают:

- По напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- По току

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

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; $I_{Iном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока; $i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости;

- По термической стойкости

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

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.

Таблица 31 – Выбранные измерительные трансформаторы тока

Место установки	Тип		$U_{уст/ном}$ кВ	$I_{max/ном}$ кА	Класс точности	Стойкость при К.З.		Номинальные вторичные		Число втор обмоток
						электродинамическая, кА	термическая, кА ² ·с	нагрузка, Ом	ток, А	
Выводы блочного генератора 300 МВт	ТШ-20-12000/5	расч	20	10,74	1	164	16848,3	1,2	5	0,2/10P
		кат	20	12	0,2	-	129600			
Линия нагрузки 330 кВ	ТФУМ 330А-1000	расч	330	0,644	1	-	-	2	5	0,5/10P/10P/10P
		кат	330	1	0,5	49,5	2980			
Блочный трансформатор, сторона ВН 330 кВ	ТВТ 330-I-1000/5	расч	330	0,737	1	7,02	1,96	1,6	5	1/10P
		кат	330	1	1	-	1875			
Автотрансформатор связи, сторона СН 330 кВ	ТВТ 330-I-2000/5	расч	330	1,229	1	10,1	4,32	1,6	5	1/10P
		кат	330	1	1	-	1875			

Пояснение буквенной и числовой части:

ТШ-20-10000/5:

Т – трансформатор тока;
Ш – шинный;
20 – номинальное напряжение, кВ;
12000 – первичный номинальный ток, А;
5 – вторичный номинальный ток, А.

ТФУМ 330А-1000:

Т – трансформатор тока;
Ф – с фарфоровой изоляцией;
У – U-образная первичная обмотка;
М – маслонаполненный;
330 – номинальное напряжение, кВ;
А – категория внешней изоляции по длине пути утечки;
1000 – первичный номинальный ток, А

ТВТ330-I-1000/5:

Т – трансформатор тока;
В – встроенный;
Т – для силовых трансформаторов и автотрансформаторов;
330 – номинальное напряжение ввода трансформатора (автотрансформатора), кВ;
I – вариант конструктивного исполнения;
1000 – номинальный первичный ток основного вывода, А;
5 – номинальный вторичный ток, А.

ТВТ330-I-2000/5:

Т – трансформатор тока;
В – встроенный;
Т – для силовых трансформаторов и автотрансформаторов;
330 – номинальное напряжение ввода трансформатора (автотрансформатора), кВ;
I – вариант конструктивного исполнения;
2000 – номинальный первичный ток основного вывода, А;
5 – номинальный вторичный ток, А.

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

Таблица 32 – Расчет вторичной нагрузки измерительного ТТ

Прибор	Тип	Линия 330 кВ		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	2	6	7	8
Амперметр	Э-351	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	–	0,5
Варметр	Д-335	0,5	–	0,5
Счетчик активной энергии	И-680	2,5	–	2,5
Счетчик реактивной энергии	И-689	2,5	–	2,5
Итого:		6,5	0,5	6,5

Из таблицы 32 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6,5}{25} = 0,26 \text{ Ом, где } I_2 \text{ – номинальный вторичный ток.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{\text{2ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ Ом}$$

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

Для линии 330 кВ применяется кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина 100 м, трансформаторы тока включены в полную звезду, поэтому $l_{\text{расч}} = l = 100 \text{ м}$, тогда сечение:

$$q = \frac{\rho l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{0,84} = 3,37 \text{ мм}^2$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода.

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм².

Таблица 33 – Данные по измерительному ТТ

Место установки	Сопротивление элементов вторичной цепи		Схема соед. обмоток ТА	Расчетные и каталожные данные контрольных кабелей					Вторичная нагрузка, Ом
	$\Gamma_{\text{приб}},$ Ом	$\Gamma_{\text{пр}},$ Ом		$I_{\text{пр}},$ м	$I_{\text{расч}},$ м	$Q_{\text{пр}},$ мм ²	Тип	$Q_{\text{кат}},$ мм ²	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Линия 330 кВ	0,26	0,84	полная звезда	100	100	3,37	АКРВГ	4	1,05

Где вторичная нагрузка:

$$Z_2 = r_{\text{пр}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} = \frac{\rho l_{\text{расч}}}{q} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} + 0,26 + 0,1 = 1,07 \text{ Ом}$$

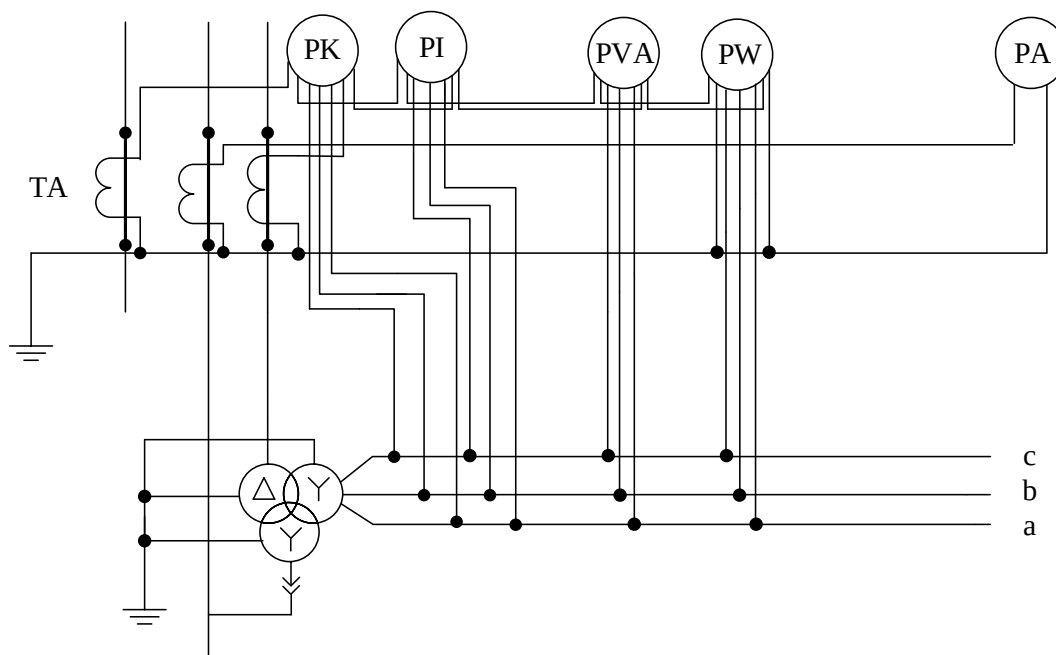


Рисунок 10 – Схема подключения измерительных приборов

Выбор измерительных трансформаторов напряжения:

Условия выбора и проверки TV:

Трансформаторы напряжения выбирают:

- По напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- По конструкции и схеме соединения обмоток;
- По классу точности;
- По вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$$

Приведем требования ПУЭ к классам точности ТН [6] в таблице 34:

Таблица 34 – Требования ПУЭ к классам точности ТН

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 35 – Расчет вторичной нагрузки для измерительных ТН

Прибор	Тип	Сборные шины 330 кВ		
		Кол-во приборов	P, Вт	Q, вар
1	2	3	4	5
Вольтметр	Э-335	1	2	–
Ваттметр	Д-335	–	–	–
Варметр	Д-335	–	–	–
Счетчик активной энергии	И-680	–	–	–
Счетчик реактивной энергии	И-689	–	–	–
Регистрирующий вольтметр	Н-393	1	10	–
Регистрирующий частотомер	Н-397	1	7	–
Итого:			19	–

Рассчитаем вторичную нагрузку трансформатора напряжения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} = \sqrt{19^2 + 0^2} = 19 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Таблица 36 – Данные по выбранным измерительным ТН

Место	Тип	Схема соединения обмоток		Параметры		
				U _{уст/ном} , кВ	Вторичная нагрузка, В·А	Класс точности
Сборные шины 330 кВ	НКФ-330-73У1	1/1/1-0-0	расч.	330	19	0,5
			катал.	330	400	0,5

НКФ-330-73У1:

Н – трансформатор напряжения;

К – каскадный;

Ф – в фарфоровой крышке;

330 – класс напряжения, кВ;

73 – год разработки конструкции;

У – для работы в районах с умеренным климатом;

1 – для работы на открытом воздухе.

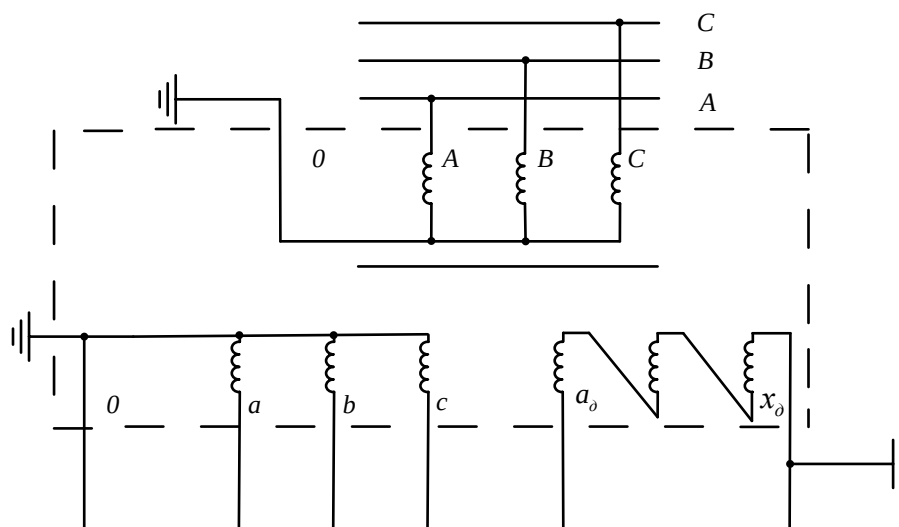


Рисунок 11 – Схема подключения первичной обмотки ТН

1.12. Выбор схем электрических соединений распределительных устройств

Таблица 37 – Схема электрических соединений РУ

Напряжение РУ, кВ	Название схемы	Требования по количеству присоединений
330	С двумя системами шин и с тремя выключателями на две цепи	нет
	С двумя системами шин и с четырьмя выключателями на три цепи	Применяется при числе присоединений от 9 и более

Таблица 38 – Выбранная схема электрических соединений РУ

Напряжение РУ, кВ	Полное название схемы
330	С двумя системами шин и с тремя выключателями на две цепи

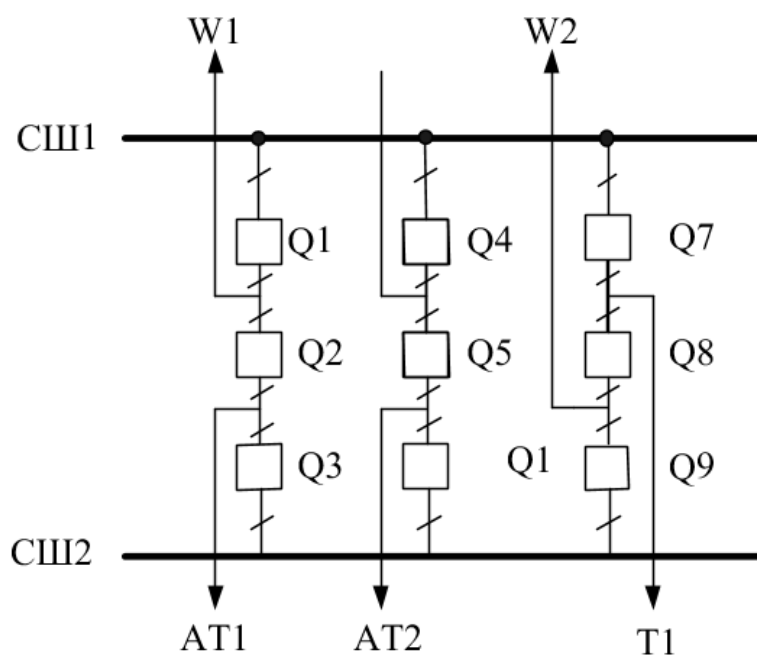


Рисунок 12 – Упрощенная схема электрических присоединений на РУ СН 330 кВ

Опишем достоинства и недостатки выбранной схемы:

Достоинства:

- При ревизии любого выключателя все присоединения остаются в работе.
- Высокая надежность
- Простота исполнения
- Вывод в ремонт системы сборных шин не затрагивает работу электрических цепей

Недостатки:

- отключение КЗ на линии двумя выключателями, что увеличивает общее количество ревизий выключателей
- дорогая конструкция (два выключателя на линию)
- снижение надежности линии, если количество линий не соответствует числу трансформаторов
- усложнение цепей релейной защиты

Описание оперативных переключений:

- *Замена выключателя обходным выключателем:*

Система обходных шин отсутствует

- *Ввод линии W1 в работу:*

Выходные разъединители на СШ2 отключены для всех цепей, выключатели Q1 и Q2 отключены.

1) Замыкаются выходные разъединители на СШ2

2) Включаются выключатели Q1 и Q2

- *Вывод линии W1 в ремонт:*

1) Размыкаются выходные разъединители на СШ2

2) Выключаются выключатели Q1 и Q2

1.13. Проектирование системы электроснабжения собственных нужд

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].

Собственные нужды на электростанции используются в основном на приготовление и транспортировку топлива, подачу питательной воды и воздуха в паровые котлы и удаление шлаков и дымовых газов и др.; механизмами собственных нужд в основном являются асинхронные и синхронные двигатели.

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 и 6 кВ мало отличается, а расход цветных металлов и потери электроэнергии в сетях 3 кВ значительно выше, чем в сетях 6 кВ.

Питание осуществляется отпайкой от энергоблока генератор G – двухобмоточный трансформатор Т.

Мощность, требуемая на с.н. определяется как:

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

где $K_{\text{спроса}} = 0,9$ [2, табл. 5.2, с. 445].

Для генератора ТВВ-500-2УЗ:

$$S_{\text{треб.ном}}^{\text{с.н.}} = 500 \cdot \frac{8}{100} \cdot 0,9 = 36 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для генератора ТГВ-300-2УЗ:

$$S_{\text{треб.ном}}^{\text{с.н.}} = 300 \cdot \frac{8}{100} \cdot 0,9 = 21,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Выбираем следующие трансформаторы с.н.:

для блока G1-T1:

ТРДНС-25000/35

Т – трансформатор трехфазный;

Р – с расщепленной обмоткой низшего напряжения;

Д – с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха;

Н – с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН);

С – предназначен для работы в электрических сетях собственных нужд электростанции.

25000 – номинальная мощность, кВА;

35 – класс напряжения, кВ.

для блоков G2-T2, G3-T3:

ТРДНС-40000/20

Т – трансформатор трехфазный;

Р – с расщепленной обмоткой низшего напряжения;

Д – с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха;

Н – с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН);

С – предназначен для работы в электрических сетях собственных нужд электростанции.

40000 – номинальная мощность, кВА;

20 – класс напряжения, кВ.

Таблица 39 – Сведения о рабочих питающих элементах с.н.

Тип генератора	$P_{\text{ном}}$	$S_{\text{с.н.}}^{\text{треб ном}}$	$S_{\text{ном}}^{\text{транс}}$	Тип оборудования	Место установки
	МВт	МВ·А	МВ·А		
ТВВ-500-2У3	500	36	40	ТРДНС – 40000/20	Блоки G2-T2 и G2-T3
ТГВ-300-2У3	300	21,6	25	ТРДНС – 25000/35	Блок G1-T1

Питающим элементом для резервного питания собственных нужд является трансформаторы с.н., включенные в обмотку НН автотрансформаторов АТ1 и АТ2, то есть выбираем ТРДНС-40000/20:

Таблица 40 – Сведения о рабочих питающих элементах с.н.

Тип рабочего элемента	Количество	Место установки
ТРДНС-40000/20	1	Низшая сторона автотрансформаторов АТ1 и АТ2

Таблица 41 – Данные по виду тепловой схемы

Вид турбины	Номинальная мощность, МВт	Наличие промежуточного перегрева
ПТ	300	нет
К	500	есть

ПТ – паровая турбина;

К – конденсационная турбина.

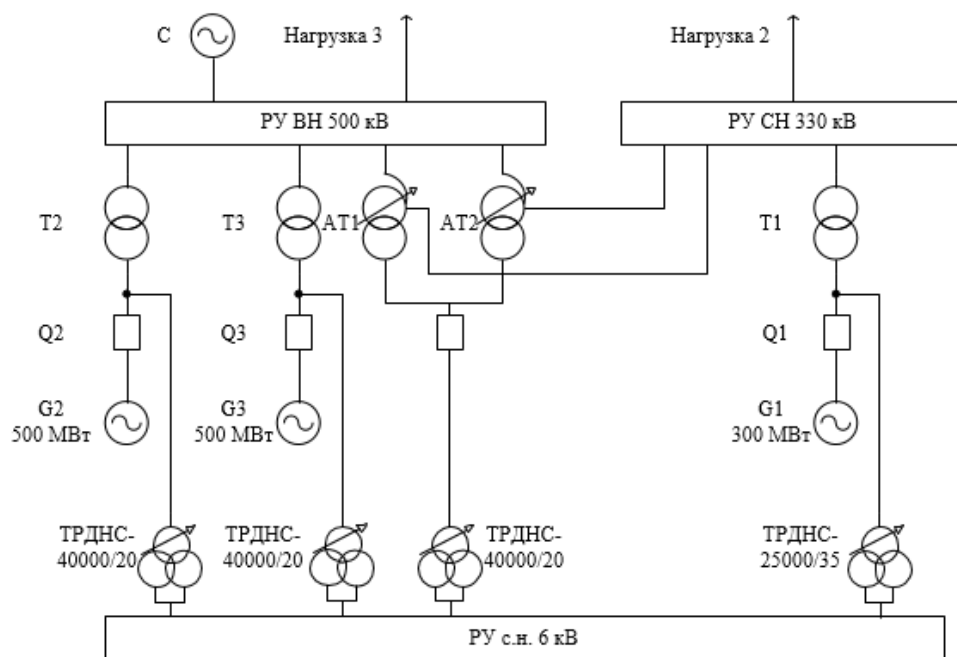


Рисунок 13 – Схема снабжения собственных нужд

2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ БЛОКА «ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР» 300 МВт

2.1. Выбор устройств релейной защиты и автоматики

Согласно ПУЭ для блоков генератор – трансформатор с генераторами мощностью более 10 МВт должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

2.1.1. Повреждения генераторов

- повреждения в статоре

В статоре возникают междуфазные (двухфазные и трехфазные) к. з., замыкание одной фазы на корпус (на землю), замыкание между витками обмотки одной фазы. Наиболее часто происходят междуфазные к.з. и замыкания на корпус.

Междуфазные к.з. сопровождаются прохождением в месте повреждения очень больших токов (десятки тысяч ампер) и образованием электрической дуги, вызывающей выгорание изоляции и токоведущих частей обмоток, а иногда и стали магнитопровода статора.

Защиты от междуфазных к.з. и витковых замыканий должны быть быстродействующими и настолько чувствительными, чтобы они могли действовать при повреждениях вблизи нулевой точки генераторов и при малом числе замкнувшихся витков в одной фазе.

- повреждения в роторе

Обмотка ротора генератора находится под невысоким напряжением (300—500 В), поэтому ее изоляция имеет значительно больший запас прочности, чем изоляция статорной обмотки. Однако из-за тяжелых механических условий работы обмотки ротора, вызываемых большой частотой вращения (1500 - 3000 об/мин), относительно часто наблюдаются случаи повреждения изоляции и замыкания обмотки ротора на корпус (т. е. на землю) в одной или двух точках.

Замыкание на корпус в одной точке обмотки ротора неопасно, так как ток в месте замыкания практически равен нулю и нормальная работа генератора не нарушается. Но при этом повышается вероятность возникновения опасного для генератора аварийного режима в случае появления второго замыкания на корпус в другой точке цепи возбуждения.

При двойных замыканиях часть витков обмотки ротора оказывается зашунтированной; сопротивление цепи ротора при этом уменьшается и в ней появляется повышенный ток, этот ток перегревает обмотки ротора и питающего ее возбудителя, вызывает дальнейшие разрушения в месте повреждения и может вызвать горение изоляции ротора.

Для турбогенераторов двойное замыкание неопасно, поэтому турбогенераторы допускается оставлять в работе при первом замыкании в роторе. Специальной защиты от этого вида повреждения можно не ставить. Замыкание на землю в роторе обнаруживается при измерении его изоляции, проводимом периодически на работающем генераторе.

- ненормальные режимы работы генератора

Ненормальными режимами генератора считаются: опасное увеличение тока в статоре или роторе сверх номинального значения (сверхтоки), несимметричная нагрузка фаз статора, опасное повышение напряжения на статоре, асинхронный и двигательный режимы работы генератора.

Повышенные токи (сверхтоки) в генераторе возникают при внешних к.з. или перегрузках. При внешних к.з. в генераторе, питающем место повреждения, появляется ток к.з. превышающий номинальный ток генератора. Нормально такие к.з. ликвидируются защитой поврежденного элемента и неопасны для генератора.

Однако в случае отказа защиты или выключателя этого элемента ток к.з. в генераторе будет проходить длительно, нагревая его обмотки. Повышенный нагрев может привести к повреждению последних. Предупредить подобное повреждение можно только путем отключения генератора.

Для этой цели на генераторе должны предусматриваться защиты, реагирующие на внешние к.з. и резервирующие отказ защиты или выключателей смежных элементов.

Перегрузка генератора обычно возникает в результате отключения или отключения части параллельно работающих генераторов системы; кратковременных толчков нагрузки, вызванных технологией производственных процессов у потребителей; самозапуска двигателей; форсировки возбуждения генератора; нарушения синхронизма; потери возбуждения у генератора и тому подобных причин.

Отключение генераторов при перегрузках допускается только в тех случаях, когда принятые меры по их разгрузке не дают результата, а допустимое время перегрузки истекло. Защита от перегрузки генераторов на электростанциях с дежурным персоналом устанавливается с действием на сигнал. На автоматизированных электростанциях защита от перегрузки выполняется с действием на отключение или разгрузку генераторов по истечении допустимого времени перегрузки.

Несимметрия токов в фазах генераторов возникает при двухфазных и однофазных к.з. вне генератора, при обрывах одной или двух фаз цепи, связывающей генератор с нагрузкой, и при неполнофазном режиме работы в сети. Несимметрия токов приводит к дополнительному нагреванию ротора и механической вибрации машины.

Несимметрия сопровождается появлением в обмотке статора токов обратной последовательности, эти токи имеют обратное чередование фаз и создают магнитное поле, вращающееся в сторону, противоположную вращению ротора.

Несимметрия токов особенно опасна для крупных современных турбо- и гидрогенераторов ТВФ, ТВВ, ТГВ, ТВМ, выполняемых с пониженным тепловым запасом.

Повышение напряжения возникает на генераторах при внезапном сбросе нагрузки, так как при этом исчезает магнитный поток реакции статора и

увеличивается частота вращения разгрузившейся машины. На турбогенераторах повышение напряжения не достигает опасных значений и ликвидируется автоматическими регуляторами скорости и возбуждения или в случае отсутствия последнего - ручным регулированием возбуждения.

Асинхронный режим возникает при потере возбуждения, из-за отключения АГП и по любой другой причине. Асинхронный режим сопровождается потреблением из сети значительного реактивного тока, понижением напряжения на зажимах генератора, увеличением оборотов ротора и в общем случае качаниями. Турбогенераторы могут работать в асинхронном режиме с некоторым скольжением как асинхронный генератор, при условии снижения активной нагрузки. Благодаря повышенным значениям тока работа генератора в асинхронном режиме ограничена по времени в зависимости от его конструкции и термических характеристик. На турбогенераторах целесообразно предусматривать защиту, реагирующую на потерю возбуждения, действующую на снижения активной нагрузки до величины, обеспечивающей устойчивую» работу генератора.

2.1.2. Повреждения трансформаторов

Основными видами повреждений в трансформаторах являются:

- замыкания между фазами внутри кожуха трансформатора и на наружных выводах обмоток;
- замыкания в обмотках между витками одной фазы (так называемые витковые замыкания);
- замыкания на землю обмоток или их наружных выводов;
- повреждение магнитопровода трансформаторов, приводящее к появлению местного нагрева и «пожару стали».

Опыт показывает, что к. з. на выводах и витковые замыкания в обмотках трансформаторов происходят наиболее часто. Междофазные повреждения внутри трансформаторов возникают значительно реже. В трехфазных трансформаторах они хотя и не исключены, но маловероятны вследствие

большой прочности междуфазной изоляции. В трансформаторных группах, составленных из трех однофазных трансформаторов, замыкания между обмотками фаз практически невозможны.

Для ограничения размера разрушения защита от повреждений в трансформаторе должна действовать быстро. Повреждения, сопровождающиеся большим током к.з. должны отключаться без выдержки времени с $t = 0,05 — 0,1$ с. В качестве таких защит применяются токовая отсечка, дифференциальная и газовая защиты. За рубежом применяется довольно простая защита от замыкания на корпус трансформатора.

2.2. Выбор защит

Для защиты блока генератор-трансформатор воспользуемся серийным выпуском шкафов комплекса защит типа ШЭ1111 и ШЭ1112 предприятия «ЭКРА». Данные шкафы предназначены для защиты генераторов, в том числе и работающих на сборные шины, трансформаторов и блоков генератор-трансформатор малой, средней и большой мощности.

Шкафы типа ШЭ1111 образуют комплекс защит мощных блоков генератор-трансформатор с двумя взаимно резервируемыми автономными комплектами защит. Каждый комплект располагается в отдельном шкафу и выполнен в виде трехкассетного (четырёхкассетного) терминала. Для каждой системы защит (каждого терминала) предусматриваются индивидуальные измерительные трансформаторы, отдельные цепи оперативного тока, отдельные входные и выходные цепи, а также цепи сигнализации.

Для защиты генератора типа ТГВ-300-2У3 принимаем к установке следующие виды защит:

- Продольная дифференциальная защита
- Поперечная дифференциальная защита
- Защита от замыканий на землю обмотки статора
- Защита от внешних симметричных КЗ – дистанционная защита
- Защита от симметричных перегрузок обмотки статора
- Защита ротора от замыкания на землю

- Защита от потери возбуждения
- Защита от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных замыканий
- Защита ротора от перегрузок.

Для защиты трансформатора типа ТДЦ-400000/330 принимаем к установке следующие виды защит:

- Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа и (или) уменьшением уровня масла
- Продольная дифференциальная защита на выводах и внутри повреждений
- Токовая защита нулевой последовательности от токов внешних замыканий на землю
- Максимальная токовая защита с действием на сигнал или на разгрузку и на отключение

Для защиты трансформатора собственных нужд типа ТРДНС-25000/35 принимаем к установке следующие виды защит:

- Продольная дифференциальная защита
- Газовая защита
- Дистанционная защита

В качестве общей резервной защиты блока принимаем токовую отсечку, предназначенную для работы при отключении генератора.

2.3. Планирование расчетных аварийных режимов

Для выбора и расчета защит требуется рассчитать токи короткого замыкания в нескольких точках:

- Шины РУ СН 330 кВ
- Узел подключения ТСН к блоку «генератор-трансформатор»
- Сторона НН трансформатора собственных нужд

В каждой точке необходимо рассчитать трехфазное и двухфазное КЗ и ток обратной последовательности.

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

$$U_{\delta} = 340 \text{ кВ}$$

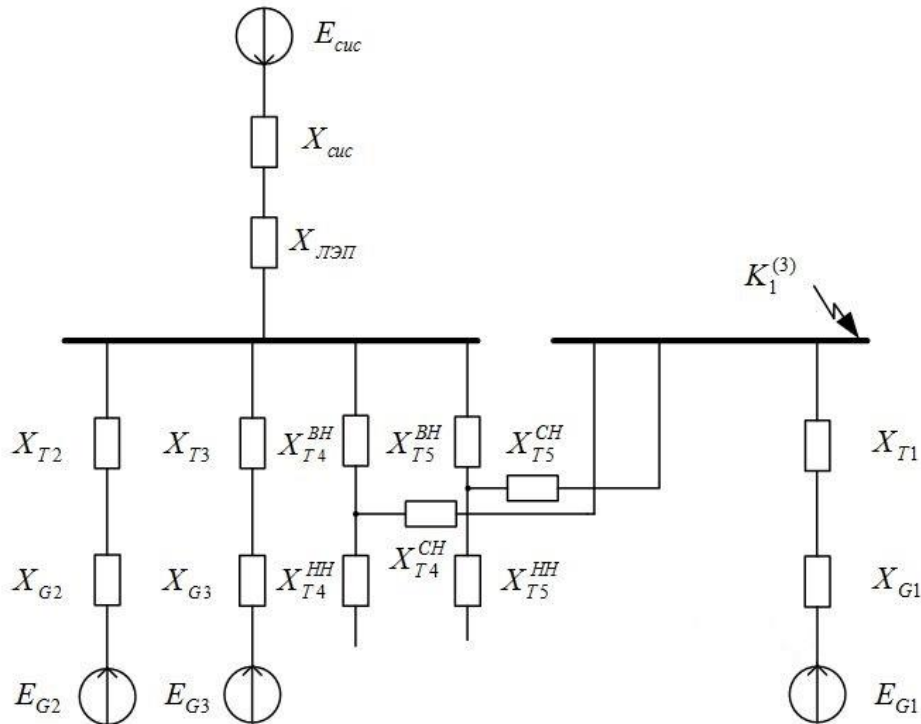


Рисунок 14 – Схема замещения для аналитического расчета точек КЗ

Рассчитаем параметры схемы замещения:

1) Система:

$$E_{\text{сис}} = 1 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{сис}} = \frac{U_{\delta}^2}{S_{\kappa}} = \frac{340^2}{7000} = 16,514 \text{ Ом}$$

2) Линия связи:

$$X_{\text{ЛЭП}} = \frac{x_0}{2} \cdot L = \frac{1}{2} \cdot x_0 \cdot L \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = \frac{1}{2} \cdot 0,306 \cdot 800 \cdot \frac{340^2}{330^2} = 129,931 \text{ Ом}$$

где для АС 400/51 $x_0=0,306 \text{ Ом/км}$ и $L=800 \text{ км}$

3) Турбогенератор G1:

$$S_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\cos \varphi} = \frac{300}{0,85} = 352,941 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$X_{G1} = x_d'' \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{ном}} = 0,195 \cdot \frac{340^2}{352,941} = 63,869 \text{ Ом}$$

$$\sin \varphi_{G1} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{G1}} = \sqrt{1 - (0,85)^2} = 0,527$$

$$E_{G1} = \sqrt{(\cos(\varphi_{G1}))^2 + (\sin(\varphi_{G1}) + x_d'')^2} \cdot \frac{U_{ном} \cdot U_{ср.б}}{U_{ср.г}} = \sqrt{(0,85)^2 + (0,527 + 0,195)^2} \cdot \frac{20 \cdot 340}{20} = 379,185 \text{ кВ}$$

4) Трансформатор Т1:

$$X_{T1} = \frac{U_{K\%}}{100\%} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{ном}} = 0,115 \cdot \frac{340^2}{400} = 33,235 \text{ Ом}$$

5) Турбогенератор G2 и G3:

$$S_{ном} = \frac{P_{ном}}{\cos \varphi} = \frac{500}{0,85} = 588 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$X_{G2} = X_{G3} = x_d'' \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{ном}} = 0,242 \cdot \frac{340^2}{588} = 38,337 \text{ Ом}$$

$$\sin \varphi_{G2,3} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{G2,3}} = \sqrt{1 - (0,85)^2} = 0,527$$

$$\begin{aligned} E_{G2} = E_{G3} &= \sqrt{(\cos(\varphi_{G2,3}))^2 + (\sin(\varphi_{G2,3}) + x_d'')^2} \cdot \frac{U_{ном} \cdot U_{ср.б}}{U_{ср.г}} = \\ &= \sqrt{(0,85)^2 + (0,527 + 0,242)^2} \cdot \frac{20 \cdot 340}{20} = 389,721 \text{ кВ} \end{aligned}$$

6) Трансформаторы Т2 и Т3:

$$X_{T2} = X_{T3} = \frac{U_{K\%}}{100\%} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{ном}} = 0,14 \cdot \frac{340^2}{630} = 25,689 \text{ Ом}$$

7) Автотрансформаторы связи Т4 и Т5:

$$U_{KA} = 0,5(U_{KBH-CH\%} + U_{KBH-HH\%} - U_{KCH-HH\%}) = 0,5(9,5 + 67 - 61) = 7,75\%$$

$$U_{KB} = 0,5(U_{KBH-CH\%} + U_{KCH-HH\%} - U_{KBH-HH\%}) = 0,5(9,5 + 61 - 67) = 1,75\% \approx 0\%$$

$$U_{KC} = 0,5(U_{KBH-HH\%} + U_{KCH-HH\%} - U_{KBH-CH\%}) = 0,5(67 + 61 - 9,5) = 59,25\%$$

$$X_{T4}^{BH} = X_{T5}^{BH} = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{KA\%}}{100\%} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{ном}} = \frac{1}{3} \cdot 0,077 \cdot \frac{340^2}{167} = 32,303 \text{ Ом}$$

$$X_{T4}^{CH} = X_{T5}^{CH} = 0$$

$$X_{T4}^{HH} = X_{T4}^{HH} = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{KC\%}}{100\%} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{ном}} = \frac{1}{3} \cdot 0,592 \cdot \frac{340^2}{167} = 136,597 \text{ Ом}$$

2.4. Расчет токов короткого замыкания

Проведем расчет токов короткого замыкания для точки КЗ на выводах трансформатора собственных нужд рассматриваемого блока «генератор – трансформатор».

При расчете принимается ряд упрощений:

- В расчете не учитываются обмотки НН автотрансформаторов связи
- В расчете не учитываются другие ТСН
- Базисное напряжение $U_{\phi} = 340 \text{ кВ}$
- Ветви генераторов G2 и G3 имеют одинаковые параметры, поэтому их значения делим на 2
- ЭДС генераторов при расчете не учитываются

Проведем преобразование схемы замещения:

$$X_1 = \frac{X_{G2,G3} + X_{T2,T3}}{2} = \frac{38,337 + 25,689}{2} = 32,013 \text{ Ом}$$

$$X_2 = X_{сис} + X_{ЛЭП} = 16,514 + 129,931 = 146,445 \text{ Ом}$$

$$X_3 = \frac{X_{T4,T5}^{BH}}{2} = \frac{32,303}{2} = 16,151 \text{ Ом}$$

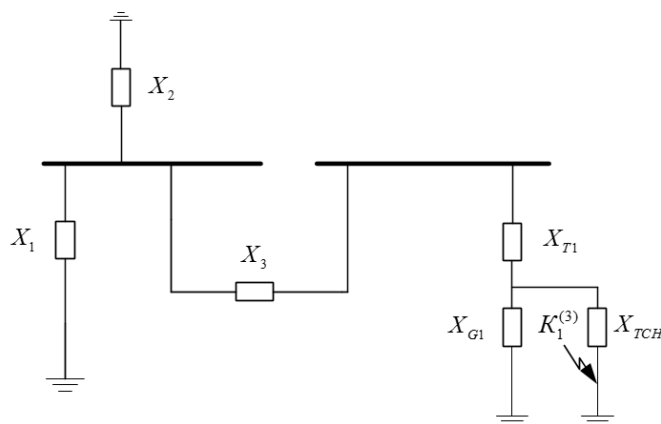


Рисунок 15 – Преобразование схемы замещения

$$X_4 = \frac{(X_2 + X_3) \cdot X_1}{X_2 + X_3 + X_1} + X_{T1} = \frac{(146,445 + 16,151) \cdot 32,013}{146,445 + 16,151 + 32,013} + 33,235 = 60,676 \text{ Ом}$$

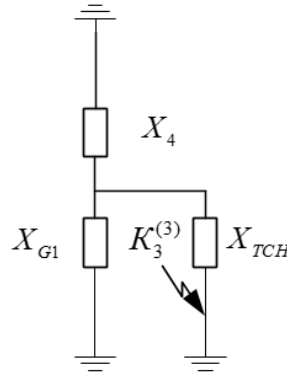


Рисунок 16 – Преобразование схемы замещения

$$X_{EKB} = \frac{X_4 \cdot X_{G1}}{X_4 + X_{G1}} + X_{TCH} = \frac{60,676 \cdot 63,869}{60,676 + 63,869} + 31,6 = 31,116 \text{ Ом}$$

Трехфазный ток КЗ в точке КЗ:

$$I_{K3}^3 = \frac{U_\phi}{\sqrt{3} \cdot X_{EKB}} = \frac{340}{\sqrt{3} \cdot 31,116} = 6,309 \text{ кА}$$

Двухфазный ток КЗ в точке КЗ:

$$I_{K3}^2 = I_{K3}^3 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 6,309 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 5,464 \text{ кА}$$

Ток КЗ обратной последовательности в точке КЗ:

$$I_{K3}^{OБP} = I_{K3}^2 \cdot \frac{1}{2} = 5,464 \cdot \frac{1}{2} = 2,732 \text{ кА}$$

Проведем расчет токов короткого замыкания для точки К1 на шинах РУ СН 330 кВ:

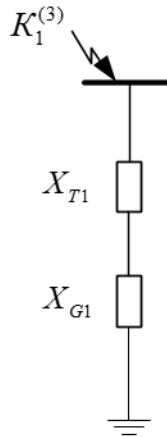


Рисунок 17 – Схема замещения для расчета КЗ в точке К1

Трехфазный ток КЗ в точке К1:

$$I_{K1}^3 = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot (X_{G1} + X_{T1})} = \frac{340}{\sqrt{3} \cdot (63,867 + 33,235)} = 2,022 \text{ кА}$$

Двухфазный ток КЗ в точке К1:

$$I_{K1}^2 = I_{K1}^3 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 2,022 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 1,751 \text{ кА}$$

Ток КЗ обратной последовательности в точке К1:

$$I_{K1}^{OБП} = I_{K1}^2 \cdot \frac{1}{2} = 1,751 \cdot \frac{1}{2} = 0,875 \text{ кА}$$

Проведем расчет токов короткого замыкания для точки К2, в узле подключения ТСН к блоку «генератор – трансформатор»:

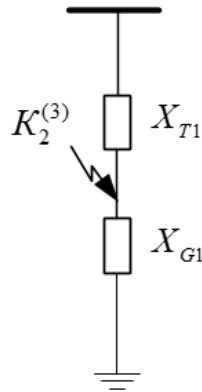


Рисунок 18 – Схема замещения для расчета КЗ в точке К1

Трехфазный ток КЗ в точке К2:

$$I_{K2}^3 = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot X_{G1}} = \frac{340}{\sqrt{3} \cdot 63,867} = 3,074 \text{ кА}$$

Двухфазный ток КЗ в точке К1:

$$I_{K2}^2 = I_{K2}^3 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 3,074 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 2,622 \text{ кА}$$

Ток КЗ обратной последовательности в точке К1:

$$I_{K2}^{OБP} = I_{K2}^2 \cdot \frac{1}{2} = 2,622 \cdot \frac{1}{2} = 1,311 \text{ кА}$$

2.5. Расчет защит генератора

2.5.1. Поперечная дифференциальная защита

Данный тип защиты устанавливается на генераторах, имеющих параллельные ветви в обмотке статора, нулевые точки которых объединяются и в рассечку ставится трансформатор тока. Основное назначение поперечной ДЗ: защита обмотки статора от витковых замыканий. При возникновении виткового замыкания симметрия фазных ЭДС нарушается. Например, при замыкании витков первой ветви фазы возникает разность потенциалов и в нулевом проводе начинает протекать ток.

Первичный ток срабатывания находится как:

$$I_{CЗ} = 0,2 \cdot I_{ном} = 0,2 \cdot 10,189 = 2,038 \text{ кА}, \text{ где}$$
$$I_{ном} = \frac{P_{G1}}{\sqrt{3} \cdot U_{номG1} \cdot \cos \varphi_{G1}} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,85} = 10,189 \text{ кА}$$

2.5.2. Продольная дифференциальная защита

Данный тип защиты применяется для защиты от междуфазных замыканий в обмотке статора и на ее выводах. Для выполнения защиты со стороны нулевых и фазных выводов устанавливают трансформаторы тока с одинаковыми коэффициентами трансформации. Трансформаторы, установленные в одноименных фазах, соединяются между собой последовательно, и параллельно к ним подключается обмотка токового измерительного органа.

В нормальном режиме работы токи в измерительном органе вычитаются и результирующий ток близок к 0. В режиме внутреннего повреждения токи в ИО суммируются и защита срабатывает.

Рассчитаем параметры продольной ДЗ:

1. Определим минимальный ток срабатывания защиты:

Данный параметр отстраивается от тока небаланса, возникающего при трехфазном КЗ или при протекании тока асинхронного режима:

$$I_{нб.расч} = k_{одн} \cdot f_i \cdot I_{ном.ген.} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 10,2 = 0,51 \text{ кА}, \text{ где}$$

$k_{одн} = 0,5$ - коэффициент однотипности при однотипных трансформаторах тока

$f_i = 0,1$ - 10% погрешность трансформатора тока

$I_{ном.ген.}$ - номинальный ток генератора

Регулируемый диапазон уставок:

$$I_{СЗ} = (0,1 \cdot I_{ном.ген.} \div 0,8 \cdot I_{ном.ген.}) = (1,02 \div 8,16) \text{ кА}$$

Минимальный ток срабатывания защиты:

$$I_{СЗ.min} = k_n \cdot I_{нб.расч} = 2 \cdot 0,51 = 1,02 \text{ кА}$$

2. Определяется точка излома В характеристики срабатывания, исходя из обеспечения требований чувствительности к токам КЗ в рабочей зоне. Принимаем $B=1,5$, т.к. это типичное значение.

3. Определим коэффициент торможения:

$$k_T = \frac{k_H I_{нб.расч}}{I_{торм}}$$

Диапазон коэффициента торможения – от 0,3 до 0,7. Выбираем среднее значение – 0,5.

4. Рассчитаем ток срабатывания дифференциальной отсечки. Отстройка производится от тока небаланса при трехфазном КЗ или протекании тока асинхронного режима:

Регулируемый диапазон уставок отсечки:

$$I_{ср.отс.} = (6 \div 12) \cdot I_{ном} = 61,2 \div 122,4 \text{ кА}$$

Ток срабатывания отсечки:

$$I_{ср.отс.} = 8 \cdot I_{ном} = 81,6 \text{ кА}$$

2.5.3. Дистанционная защита

Данная защита предназначена для резервирования при симметричных КЗ. Защита имеет большую выдержку времени, поэтому выполняется без блокировки при качаниях. Принцип действия основан на фиксировании изменения сопротивления при КЗ. Защита включается на разность токов трансформаторов тока в нейтрали генератора, и на междуфазное напряжения трансформатора напряжения. Данная защита имеет круговую или эллиптическую характеристику.

Сопротивление, при котором срабатывает защита, выбирается из условия отстройки от максимального нагрузочного режима:

$$Z_{нагр} = \frac{0,95 \cdot U_{ном.ген.}}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot I_{ном.ген.}} = \frac{0,95 \cdot 20}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 10,2} = 0,717 \text{ Ом}$$

$$Z_{сз} = \frac{Z_{нагр}}{k_n \cdot k_\epsilon \cdot \cos(\varphi_{мч} - \varphi_{нагр})} = \frac{0,717}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(70 - 70)} = 0,569 \text{ Ом}$$

где $k_n = 1,2$ – коэффициент надежности; $k_\epsilon = 1,2$ – коэффициент возврата;
 $\varphi_{мч} = 65 - 80^\circ$ – угол максимальной чувствительности; $\varphi_{нагр}$ – угол нагрузки,
принимая $\varphi_{мч} = \varphi_{нагр}$;

Уставка на реле:

$$k_{TV} = \frac{U_{ном.ген.}}{100 / \sqrt{3}} = \frac{20}{100 / \sqrt{3}} = 0,316 \text{ - коэффициент трансформации ТН}$$

$$k_{TA} = \frac{15000}{5} = 3000 \text{ - коэффициент трансформации ТТ}$$

$$Z_{cp} \leq Z_{сз} \frac{k_{TA}}{k_{TV}} = 0,91 \cdot \frac{3000}{316} = 8,639 \text{ Ом}$$

Защита выполняется с двумя выдержками времени, обеспечивающими ближнее и дальнее резервирование. Требуемое значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,2 и 1,5.

2.5.4. Защита обратной последовательности

Данная защита предназначена для защиты генераторов мощностью более 60 МВт. Защита содержит две отсечки – грубую и чувствительную, а также защиту от перегрузки и защиту с действием на сигнал. Грубая отсечка предназначена для резервирования собственных защит генератора, а чувствительная – для резервирования защит блочного трансформатора.

Ток срабатывания первой отсечки выбирается из условия обеспечения необходимой чувствительности при двухфазном КЗ за блочным трансформатором:

$$I_{ср.отс.}^I = \frac{I_{K1}^{ОБР}}{k_{\chi}} = \frac{0,875}{1,2} = 0,729 \text{ кА}, \text{ где } k_{\chi} - \text{коэффициент чувствительности}$$

$$I_{ном.ген.} = k_t \cdot I_{ном} = \frac{20}{330} \cdot 10,2 = 0,618 \text{ кА}$$

$$I_{уст} = (0,4 \div 1,2) I_{ном} = 1 \cdot 0,618 = 0,618 \text{ кА}$$

Уставка срабатывания отсечки II выбирается из условия обеспечения требуемой чувствительности к несимметричному КЗ за резервируемым элементом, т.е. должно обеспечиваться ближнее резервирование при отказе основных защит генератора:

$$I_{ср.отс.}^{II} = \frac{I_{K2}^{OБP}}{k_q} = \frac{1,311}{1,5} = 0,874 \text{ кА}$$

$$I_{уст} = (0,7 \div 1,9) I_{ном} = 1,2 \cdot 0,618 = 0,742 \text{ кА}$$

Выдержку времени устанавливаем приблизительно 3 с.

Ток срабатывания пускового органа:

$$I_{ср.ПО} = 0,1 I_{ном} = 0,0618 \text{ кА}$$

Ток срабатывания сигнального органа:

$$I_{ср.СО} = 0,12 I_{ном} = 0,074 \text{ кА}$$

2.5.5. Защита от замыканий на землю в обмотке статора

Данная защита разработана в ТПУ. Индекс – РЗГ-100. Контрольный постоянный ток накладывается через объединенные нейтрали трансформаторов напряжения в обмотку статора. В нормальном режиме величина контрольного тока определяется сопротивлением изоляции. При возникновении КЗ активное сопротивление шунтируется, а наложенный ток увеличивается. Это увеличение фиксируется реагирующим органом. Реагирующий орган имеет три выходных канала. Защита выполняет помимо функции отключения еще и функцию диагностики.

Уставки защиты:

$$R_{откл.} \leq 10 \text{ кОм} - \text{отключение}$$

$$R_{сигн.} \leq (100 - 200) \text{ кОм} - \text{сигнал}$$

$$R_{изм} \text{ до } 1 \text{ МОм} - \text{измерение}$$

Основной недостаток защиты – наличие гальванической связи цепей защиты и силовых цепей генератора.

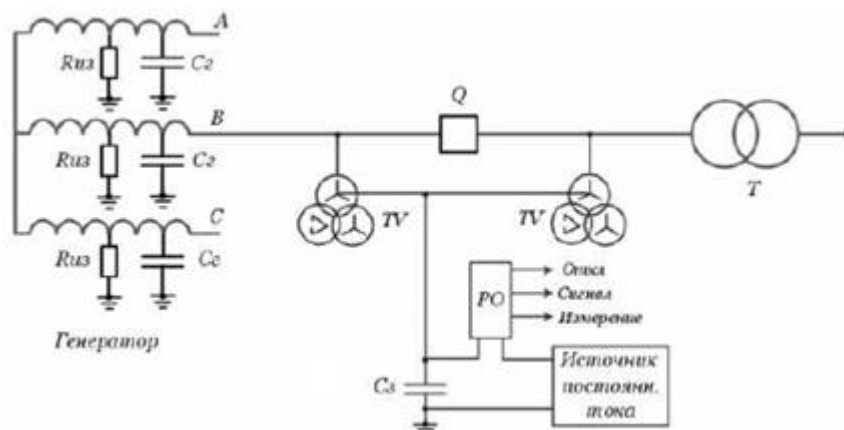


Рисунок 19– Схема защиты на наложенном постоянном токе

2.5.6. Защита от симметричных перегрузок обмотки статора

Состав защиты, выполненной на микропроцессорной основе и входящей в состав шкафа типа ШЭ 1111, дополнен органом токовой отсечки.

Для сигнального, пускового и органа токовой отсечки регулируемый диапазон уставок $(1,0 - 2,0)I_{ном}$ с шагом $0,01I_{ном}$, коэффициент возврата не ниже 0,98.

Ток срабатывания сигнального органа:

$$I_{ср.с.о.} = \frac{k_n}{k_{\phi}} \cdot I_{ном} = \frac{1,05}{0,98} \cdot 10,2 = 10,929 \text{ кА}$$

Ток срабатывания пускового органа:

$$I_{ср.п.о} = 1,1 \cdot I_{ном} = 1,1 \cdot 10,2 = 11,22 \text{ кА}$$

2.5.7. Защита от потери возбуждения

При потере возбуждения генератор переходит в асинхронный режим, возникает скольжение, что приводит к возникновению местных перегревов и повышенному нагреву крайних пакетов статора. За счет потребления из сети большой реактивной мощности значительно увеличивается ток статора и понижается напряжение на выводах генератора.

Для генератора ТГВ-300-2У3 асинхронный режим допустим в течении 15 минут.

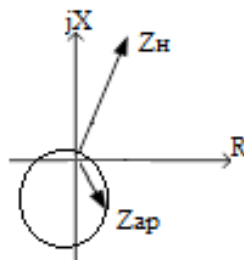


Рисунок 20 – Характеристика защиты от потери возбуждения генератора

В нормальном режиме работы генератора его вектор полного сопротивления находится в первом квадранте. При потере возбуждения генератор продолжает нести активную нагрузку, но начинает потреблять из сети значительную реактивную мощность. Вектор полного сопротивления перемещается из первого в 4 квадрант и при попадании вектора в область срабатывания реле сопротивления защита срабатывает.

Для предотвращения срабатывания реле при нарушениях синхронизма в системе его круговая характеристика смещается по оси реактивного сопротивления в 3 и 4 квадранты:

$$z_{см} = 0,4 \cdot x'_d = 0,4 \cdot 0,3 = 0,12 \text{ Ом}$$

Выдержка времени принимается равной 2 с.

Диаметр окружности характеристики:

$$z_{уст} = 1,1 \cdot x_d = 0,4 \cdot 2,195 = 0,878 \text{ Ом}$$

Уставка на реле, приведенная ко вторичным цепям:

$$Z_{см.вт} \leq Z_{см} \frac{n_{ТА}}{n_{ТВ}} = 0,12 \cdot \frac{15000/5}{20000/100} = 1,8 \text{ Ом},$$

$$Z_{уст.вт} \leq Z_{уст} \frac{n_{ТА}}{n_{ТВ}} = 0,878 \cdot \frac{15000/5}{20000/100} = 13,17 \text{ Ом}$$

2.5.8. Защита от перегрузки цепей возбуждения

Данная защита предназначена для защиты обмотки ротора от перегрузок током возбуждения во избежание повреждения генератора при длительных форсировках возбуждения. Для защиты применяется устройство с двумя ступенями действия, каждая из которых имеет свою зависимую выдержку времени. Первая ступень используется для двухступенчатого развозбуждения генератора, вторая действует на отключение. Защита включается на трансформатор постоянного тока или на генераторах с бесщеточным возбуждением – к индуктивному датчику.

Диапазон уставок сигнального органа $(1-1,2)I_{ном}$, рекомендуется 1,05; пускового органа защиты $(1,05-1,25) I_{ном}$, рекомендуется – 1,1.

$$I_{уст.с.о.} = 1,05 \cdot I_{рот.ном.} = 1,05 \cdot 3,05 = 3,203 \text{ кА}$$

$$I_{уст.п.о.} = 1,1 \cdot I_{рот.ном.} = 1,1 \cdot 3,05 = 3,355 \text{ кА}$$

Выдержка времени сигнального органа отстраивается от выдержек времени резервных защит блока.

2.5.9. Защита от замыканий на землю в обмотке ротора

На генераторах энергоблоков в качестве защиты от замыкания на землю устанавливается данная защита, состоящая из органов напряжения первой и третьей гармоник и охватывающая всю обмотку статора без зоны нечувствительности.

В состав защиты входят орган первой гармоники с уставками срабатывания 10-15 В и орган третьей гармоники, уставку которого не регулируется и характеризуется коэффициентом торможения $K_T = 0,67$

2.6. Расчет защит блочного трансформатора

2.6.1. Газовая защита трансформатора

Согласно ПУЭ газовая защита устанавливается в обязательном порядке на трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более.

При внутреннем повреждении в баке защищаемого аппарата трансформаторное масло разлагается с выделением горючего газа. Проходя через газовое реле, газ вытесняет из него масло. При незначительном выделении газа, или снижении уровня масла в расширителе до уровня верхнего поплавкового элемента газового реле, он срабатывает, и замыкаются контакты, действующие на сигнал (1-я ступень газовой защиты). При значительном выделении газа срабатывает нижний поплавковый элемент газового реле и замыкаются контакты, действующие на отключение (2-я ступень газовой защиты). При интенсивном движении потока масла из бака в расширитель срабатывает струйный элемент газового реле, действующий на отключение, аналогично нижнему поплавковому элементу.

Газовая защита является простым и универсальным инструментом для определения внутренних повреждений трансформатора. Она позволяет определить и витковые замыкания, на которые не реагирует дифференциальная защита из-за малой величины тока.

2.6.2. Защита от повреждений на выводах и внутренних повреждениях трансформатора

Дифференциальная защита трансформатора является основной быстродействующей защитой трансформатора от всех видов КЗ в обмотках трансформатора блока и на его выводах.

Защита блочного трансформатора, входящая в комплекс *ШЭ 1111*, выполняется трехрелейной и включается на токи трех фаз. Защита подключается к трансформаторам тока, встроенным во вводы обмотки высшего напряжения блочного трансформатора и трансформатора собственных нужд и к трансформаторам тока в цепи генератора. Рассчитаем параметры ДЗ трансформатора:

1. Определим токи плеч

Таблица 42 - Токи плеч дифференциальной защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Численные значения для сторон		
		330 кВ	20 кВ	ТСН(35 кВ)
Первичные номинальные токи трансформатора, А	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}}$	$\frac{400000}{\sqrt{3} \cdot 330} = 700$	$\frac{400000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 11550$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 412$
Схеме соединения ТА		Y	Y	Y
Коэффициент трансформации ТА	$n_{ТТ}$	$\frac{750}{5}$	$\frac{12000}{5}$	$\frac{500}{5}$
Вторичные токи в плечах защиты, А	$I_{НОМ} = \frac{I_{НОМ} \cdot k_{СХ}}{n_{ТТ}}$	$\frac{700 \cdot 1}{\frac{750}{5}} = 4,67$	$\frac{11550 \cdot 1}{\frac{12000}{5}} = 4,646$	$\frac{412 \cdot 1}{\frac{500}{5}} = 4,12$

Возможную неодинаковость вторичных токов в плечах защиты можно устранить в самом реле.

2. Определяются коэффициенты амплитудно-фазовой коррекции токов в плечах ДЗ.

$$k_1 = \frac{I_{НОМ}}{I_{ТА}} = \frac{700}{750} = 0,933$$

$$k_2 = \frac{I_{НОМ}}{I_{ТА}} = \frac{11550}{12000} = 0,963$$

$$k_3 = \frac{I_{НОМ}}{I_{ТА}} = \frac{412}{500} = 0,824$$

3. Определяется ток срабатывания защиты:

$$I_{ср.ро} = 0,3 \cdot I_{ном} = 0,3 \cdot 700 = 210 \text{ А}$$

4. Выбирается точка излома характеристики срабатывания

Типичное значение уставки $B = 1,5$. При таком значении обеспечивается достаточная чувствительность к токам короткого замыкания в зоне рабочих токов.

5. Коэффициент торможения выбирается типичным – 0,5

6. Принимаем ток срабатывания отсечки:

$$I_{ср.ро} = (6 \div 12) \cdot I_{ном} = 8 \cdot 700 = 5600 \text{ А}$$

7. Произведем отстройку от броска тока намагничивания:

$$I_{ср.ро} = 0,8 \cdot I_{ном} = 0,8 \cdot 700 = 560 \text{ А}$$

8. Проверку чувствительности защиты проводить не будем

2.6.3. Токовая защита нулевой последовательности от токов внешнего замыкания на землю

В микропроцессорном шкафу защиты блока генератор-трансформатор предусмотрено для рассматриваемой защиты два токовых органа с разными диапазонами уставок:

- для органа первой ступени диапазон уставок составляет от 0,15 до 6,0 номинального тока трансформатора (с шагом 0,01);
- для органа второй ступени диапазон уставок составляет от 0,1 до 4,0 номинального тока трансформатора (с шагом 0,01).

Для измерительного органа напряжений нулевой последовательности диапазон уставок от 1,0 до 15,0 В с шагом 0,1 В. Для отстройки от сигналов на частоте третьей гармоники, являющихся основной помехой в цепях защит нулевой последовательности, все измерительные органы используют на своих входах фильтры низших частот, обеспечивающие заглубление органов на третьей гармонике не менее чем в 8 раз.

На повышающих трансформаторах блоков защита устанавливается со стороны высшего напряжения, если обмотка соединена по схеме «звезда» и работает с глухозаземленной нулевой точкой.

Рассчитаем уставки защиты:

1 ступень:

$$I_{сз}^I = (0,15 \div 6) \cdot I_{НОМ} = (0,15 \div 6) \cdot 700 = 105 \div 4200 \text{ А}.$$

2 ступень:

$$I_{сз}^{II} = (0,15 \div 6) \cdot I_{НОМ} = (0,1 \div 4) \cdot 700 = 70 \div 2800 \text{ А}$$

Для органа напряжения: 1-15 В.

2.6.4. Защита от перегрузки

Ток срабатывания защиты отстраивается от номинального тока трансформатора:

$$I_{CP} = \frac{k_{ОТС}}{k_B} I_{НОМ} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 700 = 918,75 \text{ А}$$

где $k_{ОТС} = 1,05$ - коэффициент отстройки.

$k_B = 0,8$ - коэффициент возврата.

2.6.5. Резервная дополнительная защита

В качестве резервной защиты используется токовая отсечка и в случае возникновения КЗ за трансформатором отключится генератор, что очень надежно, т. к. отключение генератора не приведет к отключению ТСН.

$$I_{CP.OTC} = \frac{k_H}{k_B} \cdot I_{НОМ} \cdot k_T = \frac{1,2}{0,8} \cdot 700 \cdot \frac{330}{20} = 1732 \text{ А}$$

$$k_q = \frac{I_{КЗ}^3}{I_{CP.OTC}} = \frac{6,309}{1732} = 3.643 \geq 1,25$$

2.7. Защита трансформатора собственных нужд

2.7.1. Газовая защита ТСН

Газовая защита является простым и универсальным инструментом для определения внутренних повреждений трансформатора. Она позволяет определить и витковые замыкания, на которые не реагирует дифференциальная защита из-за малой величины тока.

2.7.2. Дифференциальная защита

Защита блочного трансформатора, входящая в комплекс *ШЭ 1111*, выполняется трехрелейной и включается на токи трех фаз. Защита подключается к трансформаторам тока, встроенным во вводы обмотки высшего напряжения блочного трансформатора и трансформатора собственных нужд и к трансформаторам тока в цепи генератора.

Таблица 43 - Токи плеч дифференциальной защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Численные значения для сторон	
		35 кВ	6,3 кВ
Первичные номинальные токи трансформатора, А	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}}$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 412$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2291$

Схеме соединения ТА		Y	Y
Коэффициент трансформации ТА	n_{TT}	500/5	3000/5
Вторичные токи в плечах защиты, А	$I_{НОМ} = \frac{I_{НОМ} \cdot k_{СХ}}{n_{TT}}$	$\frac{412 \cdot 1 \cdot 5}{500} = 4.12$	$\frac{2291 \cdot 1 \cdot 5}{3000} = 3,818$

Возможную неодинаковость вторичных токов в плечах защиты можно устранить в самом реле.

1. Определяются коэффициенты амплитудно-фазовой коррекции токов в плечах ДЗ:

$$k_1 = \frac{I_{НОМ}}{I_{ТА}} = \frac{412}{500} = 0,824$$

$$k_2 = \frac{I_{НОМ}}{I_{ТА}} = \frac{11550}{12000} = 0,764$$

2. Определяется ток срабатывания защиты:

$$I_{ср.ро} = 0,3 \cdot I_{НОМ} = 0,3 \cdot 412 = 123,6 \text{ А}$$

3. Выбирается точка излома характеристики срабатывания

Типичное значение уставки $B = 1,5$. При таком значении обеспечивается достаточная чувствительность к токам короткого замыкания в зоне рабочих токов.

4. Коэффициент торможения выбирается типичным – 0,5
5. Принимаем ток срабатывания отсечки:

$$I_{ср.ро} = (6 \div 12) \cdot I_{НОМ} = 8 \cdot 412 = 3296 \text{ А}$$

6. Произведем отстройку от броска тока намагничивания:

$$I_{cp.po} = 0,8 \cdot I_{ном} = 0,8 \cdot 412 = 330 \text{ А}$$

7. Проверку чувствительности защиты проводить не будем

2.7.3. Резервная дополнительная защита

$$I_{CP.OTC} = \frac{k_H}{k_B} \cdot I_{НОМ} \cdot k_T = \frac{1,2}{0,8} \cdot 412 \cdot \frac{35}{6,3} = 3433 \text{ А}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{K3}^3}{I_{CP.OTC}} = \frac{6309}{3433} = 1.838 \geq 1,25$$

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

Целью данной раздела ВКР является составления плана работ по установке и наладке релейной защиты блока «генератор – трансформатор» мощностью 300 МВт, а также оценка его конкурентоспособности, расчет материальных расходов, расходов на оборудование и заработную плату. Защита данного блока выполнена на микропроцессорном устройстве ШЭ 1111 и ШЭ 1112, произведенного предприятием ООО НПП «ЭКРА». Расчет будет проводится только для составления проектной документации по релейной защите, исключая электрическую часть конденсационной электростанции.

3.1.1. Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурирующих разработок требуется проводить всякий раз, когда разрабатывается новый проект, поскольку рынки не стоят на месте и пребывают в постоянном движении. Данный анализ позволяет исправлять недостатки научного исследования для повышения его конкурентоспособности. Очень важным аспектом является реалистичная оценка сильных и слабых сторон разработок конкурентов.

Модель экономической оценки будет строиться по следующим экономическим критериям:

1) Цена, 1 млн. руб. -10 баллов

ШЭ1111 – 2380098 руб – 5 б.

Аналоговые реле– 1563725 руб. -7 б.

2) Предполагаемый срок эксплуатации, 25 лет - 10 баллов.

ШЭ1111 – 25 лет. – 10 б.

Аналоговые реле -25 лет. -10 б.

3) *Наличие сертификации разработки*, есть – 10 б. нет – 5 б.

ШЭ1111 – есть – 10 б.

Аналоговые реле - есть - 10 б.

Модель экспертной оценки будет строиться по следующим техническим критериям:

1) *Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)*, да – 10 баллов; Нет – 0 баллов.

ШЭ1111 – да – 10 б.

Аналоговые реле – да – 8 б.

2) *Помехоустойчивость - предусмотрен специальный фильтр в цепи постоянного оперативного тока*, есть – 10 б. нет - 0 б.

ШЭ1111 – есть – 10 б.

Аналоговые реле – есть - 10 б.

3) *Надежность – резервирование специальными защитами.*

5 резервных защит – 10 б.

ШЭ1111 – 5 резервных защит – 10 б.

Аналоговые реле – 2 резервные защиты. - 4 б.

4) *Уровень шума – шум во время работы шкафа*, 40 дБ. – 10б.

ШЭ1111 – 55 дБ. – 7 б.

Аналоговые реле – 70 дБ. - 6 б.

5) *Функциональная мощность (предоставляемые возможности) – количество защит, предоставляемых шкафом*, 20 защит – 10 б.

ШЭ1111 – 20 защит – 10 б.

Аналоговые реле – 15 защит - 7 б.

6) *Возможность подключения к ПК*, есть – 10 б, нет - 0 б.

ШЭ1111 – есть – 10 б.

Аналоговые реле – нет - 0 б.

Таблица 44 – Оценочная карта конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		ШЭ1111	АР	ШЭ1111	АР
1	2	3	4	5	6
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Удобство в эксплуатации	0,125	10	8	1,25	1
2. Помехоустойчивость	0,139	10	10	1,39	1,39
3. Надежность	0,097	10	4	0,97	0,388
4. Уровень шума	0,09	7	6	0,63	0,54
5. Функциональная мощность	0,118	10	7	1,18	0,826
6. Возможность подключения к ПК	0,07	10	0	0,7	0
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Цена	0,083	5	7	0,415	0,581
2. Предполагаемый срок эксплуатации	0,139	10	10	1,39	1,39
3. Наличие сертификации разработки	0,139	10	10	1,39	1,39
Итого	1	82	62	9,315	7,505

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i = 0,125 \cdot 10 = 1,25$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

В ходе анализа технических конкурентных решений было выявлено безоговорочное превосходство шкафа релейной защиты ШЭ1111 над его главным конкурентом – комплектом отдельных аналоговых реле, которые используются на 80% электроэнергетических объектов. Тем самым, данный анализ показал выгодность и эффективность проектирования защиты с помощью шкафов данного типа.

3.1.2. SWOT – анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Таблица 45 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Эффективность и компактность технологии защиты С2. Высокая чувствительность защит С3. Удобность использования (все защиты можно настроить с одного места) С4. Возможность записи информации С5. Безопасность для персонала	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Высокая стоимость Сл2. Обязательно наличие компьютера Сл3. Требуется переквалификация персонала Сл4. Сложности в устранении неполадок Сл5. Усложнение измерительной подсистемы (требуется дополнительные цепи с измерительными трансформаторами тока)
Возможности: В1. Упрощение настройки защит предприятий за счет комплектности шкафов ШЭ1111 В2. Увеличение надежности энергоснабжения В3. Применение данного способа защиты в качестве основного	1. Шкаф ШЭ1111 является высокоэффективным способом защиты дорогостоящего оборудования, что повлечет за собой большие инвестиции в создание более развитых технологий 2. Из-за комплектности релейной защиты	1. Высокая стоимость данного оборудования может склонить инвесторов и потребителей в сторону основного конкурента – аналоговых реле 2. Для эффективного использования возможностей ШЭ1111 потребуется

В4. Повышение спроса на дорогостоящую, но надежную и удобную релейную защиту В5. Улучшение программного обеспечения	шкафа уменьшатся затраты времени на настройку защиты, а, значит, увеличится эффективность производства	затратить много времени на переквалификацию рабочего персонала
Угрозы: У1. Нестабильность российской валюты У2. Повышение конкурентоспособности зарубежных аналогов за счет внедрения более современного оборудования У3. Нежелание руководящего состава энергообъектов переводить релейную защиту на другое оборудование У4. Дороговизна шкафов ШЭ1111 может отпугнуть некоторых потребителей У5. Несовместимость защиты со старым оборудованием некоторых электро- и подстанций	1. Возможности современного ШЭ1111 позволят привлечь иностранных инвесторов, что нивелирует нестабильность валюты 2. Высокая надежность, комплектность шкафа и быстродействие и чувствительность защит шкафа ШЭ1111 будут основными причинами для перехода с аналоговых реле на шкафы	1. Ввиду низкой зарплаты работников из-за нестабильности валюты персонал может отказаться от переквалификации 2. ШЭ1111 дороги и требуют затрат на обслуживание и подключение дополнительных измерительных цепей, что может отрицательно сказаться на инвестициях в эту технологию

В ходе SWOT – анализа были определены сильные и слабые стороны проекта, а также его возможности и угрозы для исполнения. После проведения анализа всех этих сторон было выявлено, что проект имеет довольно хорошие перспективы для реализации и его сильные качества могут нивелировать недостатки.

3.2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований

3.2.1. Морфологический подход

В основе данного подхода лежит систематическое исследование всех теоретически возможных вариантов, вытекающих из закономерностей строения (морфологии) объекта исследования.

Таблица 46 – Морфологическая матрица

	1	2	3
А. Место установки	КЭС	ГЭС	АЭС
Б. Количество резервируемых систем защит	2	1	1
В. Тип исполнения реле	Микропроцессорная	Аналоговая	Электромеханическая
Г. Средство отображения информации	Светодиодные индикаторы	Алфавитно-цифровое табло	Графический экран
Д. Органы управления	Кнопки управления	Клавиатура	Дистанционное управление
Е. Хранение информации о защите	ПЗУ постоянное запоминающее уст - во	ОЗУ оперативное запоминающее уст - во	ППЗУ перепрограммируемое запоминающее уст - во
Ж. Наличие интерфейса	Параллельный	Последовательный	-
З. Вид защищаемого объекта	Блок «генератор - трансформатор»	Сборные шины, генератор	Сборные шины, Блок «генератор - трансформатор»

В ходе проведенного морфологического исследования был выбран первый вариант технологического исполнения релейной защиты на основе шкафа ШЭ1111. Связано это, во-первых, с тем, что данный шкаф будет установлен на конденсационной электростанции (КЭС), во-вторых, из-за наличия в серийном производстве большого количества шкафов на микропроцессорном устройстве.

3.3. Планирование научно – исследовательских работ

3.3.1. Структура работ в рамках научно – исследовательской работы

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ.

Таблица 47 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель темы
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Выбор направления исследований	Руководитель темы
			Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель темы
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ технического задания	Инженер
	6	Выбор и обоснование выбора релейной защиты	
	7	Расчет параметров срабатывания релейной защиты	
	8	Планирование аварийных режимов	
	9	Расчет уставок	
Обобщение и оценка результатов	10	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель темы

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Контроль и координирование проекта	11	Контроль качества выполнения проекта и консультирование исполнителя	Руководитель темы
Разработка технической документации и проектирование	12	Разработка принципиальной структурной схемы релейной защиты	Инженер
	13	Выбор и расчёт конструкции	Руководитель темы
			Инженер
	14	Технико-экономические расчеты	Инженер
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	15	Составление эксплуатационно – технической документации	Инженер

В ходе данного раздела работы был составлен перечень работ, необходимый для успешной реализации проекта. Как можно заметить, НИ будет содержать 15 основных этапов работ, разделенных между двумя исполнителями – инженером и руководителем проекта. Данное планирование позволяет эффективно распределить трудовые ресурсы и практически полностью избежать растрат времени на согласование работ.

3.3.2. Определение трудоемкости выполнения работ

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

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

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

Таблица 48 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительност ь работ в календарных днях T_{ki}	
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ожі}$, чел-дни					
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
Составление и утверждение технического задания	3	0	4	0	3,4	0	3,4	0	5	0
Подбор и изучение материалов по теме	0	4	0	7	0	5,2	0	5,2	0	7
Выбор направления исследований	1	1	2	2	1,4	1,4	1,4	1,4	2	2
Календарное планирование работ по теме	1	0	2	0	1,4	0	1,4	0	2	0
Анализ ТЗ	0	2	0	7	0	4	0	4	0	5
Выбор и обоснование выбора РЗ	0	3	0	6	0	4,2	0	4,2	0	6
Расчет параметров срабатывания РЗ	0	7	0	8	0	7,4	0	7,4	0	9
Планирование аварийных режимов	0	3	0	5	0	3,8	0	3,8	0	5
Расчет уставок	0	14	0	21	0	17	0	17	0	21
Оценка эффективности	2	0	4	0	3	0	3	0	4	0

Продолжение таблицы 48

полученных результатов										
Контроль качества выполнения проекта и консультирование исполнителя	7	0	14	0	10	0	10	0	13	0
Разработка принципиальной структурной схемы релейной защиты	0	7	0	9	0	8	0	8	0	10
Выбор и расчёт конструкции	5	7	6	10	5,4	8,2	5,4	8,2	7	10
Технико-экономические расчеты	0	4	0	7	0	5,2	0	5,2	0	7
Составление эксплуатационно – технической документации	0	7	0	8	0	7,4	0	7,4	0	9

На рис. 1 изображена диаграмма Ганта. По оси ординат отложены номера работ согласно таблице 4, по оси абсцисс – промежуточные даты.

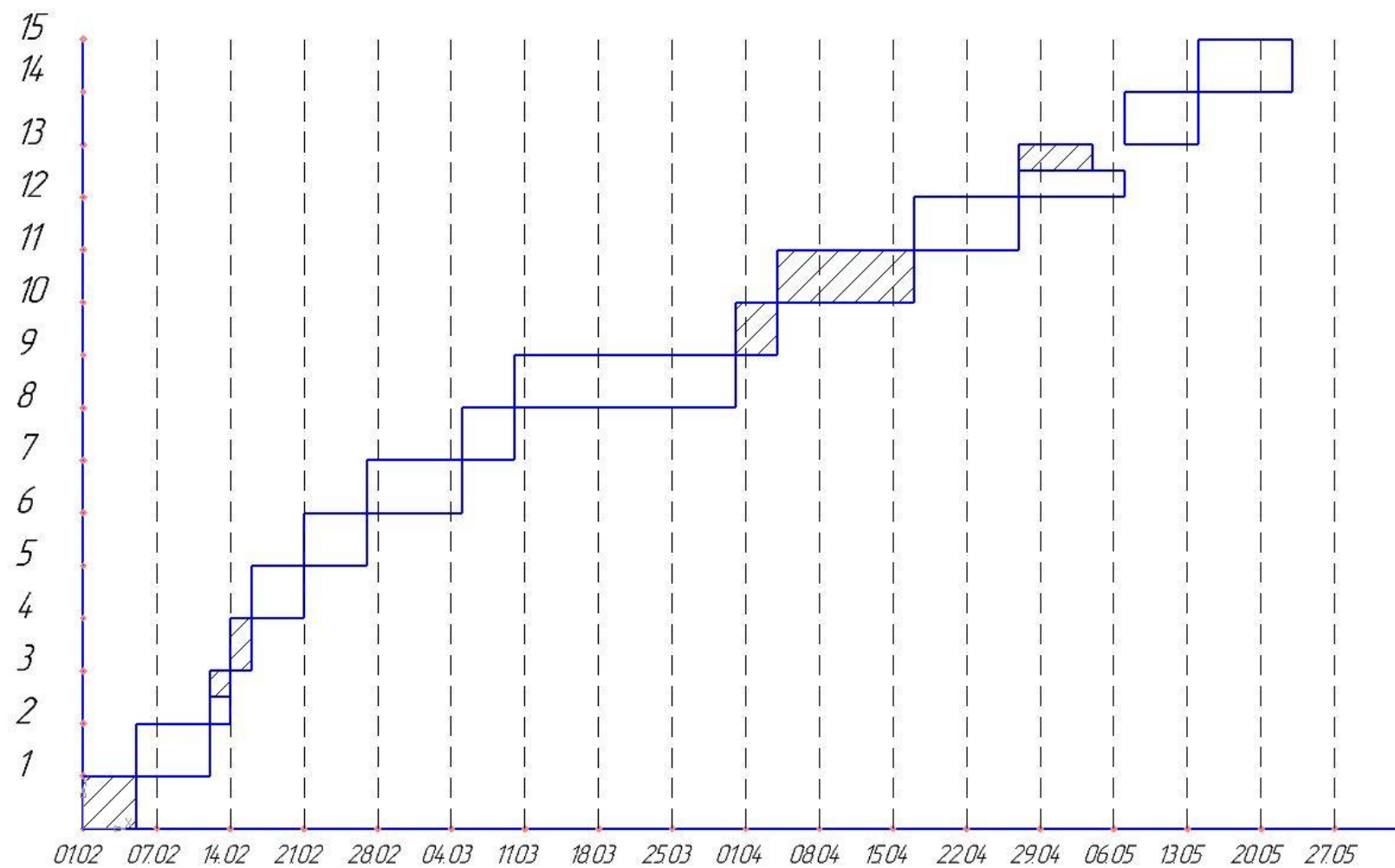


Рис.22 – Диаграмма Ганта (заштрихованная часть - руководитель)

Таблица 49 – Итоги планирования работ

	Название	Кол-во дней
Итого	Общее количество календарных дней для выполнения выпускной работы	115
	Общее количество календарных дней, в течении которых работал инженер (студент)	82
	Общее количество календарных дней, в течении которых работал руководитель	33

3.3.3. Бюджет научного исследования

Расчет материальных затрат проекта

Таблица 50 – Материальные затраты

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
1	Бумага для принтера	1	300	300
2	Ручки	4	30	120
3	Карандаши	4	10	40
4	Степлер	2	120	240
5	Мультифоры (комплект)	2	50	100
6	Скоросшиватели (комплект)	2	60	120
7	Краска для принтера	1	660	660
Итого				1580

Расчет затрат на оборудование и программное обеспечение

При расчете затрат на оборудование и ПО берется в учет тот факт, что данное оборудование и ПО будет использовано для последующих проектов, поэтому учитываться будут только затраты на амортизацию объектов, стоимость которых превышает 40 тыс.руб.

Таблица 51 – Затраты на ПО и оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Амортизация, руб.
1	Программный комплекс АРМ СРЗА	1	483 000	17 732
2	Персональный компьютер	1	45 000	2 753
Итого				20 485

Расчет затрат на амортизацию велся по следующим формулам:

$$A_{\text{комп}} = \frac{\text{стоимость} \cdot N_{\text{дней.использования}}}{\text{срок.службы} \cdot 365} = \frac{45000 \cdot 67}{3 \cdot 365} = 2753 \text{ руб.}$$

$$A_{\text{АРМ}} = \frac{\text{стоимость} \cdot N_{\text{дней.использования}}}{\text{срок.службы} \cdot 365} = \frac{483000 \cdot 67}{5 \cdot 365} = 17732 \text{ руб.}$$

Затраты на амортизацию лицензионного программного обеспечения Microsoft Office, используемого в данном научном исследовании, не учитываются, т.к. стоимость не превышает 40 тыс.руб. (стоимость – 6 тыс.руб.).

Основная и дополнительная заработные платы исполнителей темы

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме.

Месячный должностной оклад работника:

- Руководитель

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_o) \cdot k_p = 23264,86 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 45366,5 \text{ руб.}$$

- Инженер

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_o) \cdot k_p = 14874,45 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 29005 \text{ руб.}$$

где Z_{mc} – заработная плата по тарифной ставке, руб.; k_{np} – премиальный коэффициент, равный 0,3; k_o – коэффициент доплат и надбавок составляет 0,2; k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для города Томска);

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

- Руководитель

$$Z_{он} = \frac{Z_m \cdot M}{F_o} = \frac{45366,5 \cdot 10,4}{248} = 1902,5 \text{ руб.,}$$

- Инженер

$$Z_{он} = \frac{Z_m \cdot M}{F_o} = \frac{29005 \cdot 10,4}{248} = 1216,4 \text{ руб.,}$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.:

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M=11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M=10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

- Руководитель

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p = 1902,5 \cdot 33 = 62782,5 \text{ руб}$$

- Инженер

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p = 1216,4 \cdot 82 = 99744,8 \text{ руб}$$

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

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

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Дополнительная зарплата:

- Руководитель

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,13 \cdot 62782,5 = 8161,8 \text{ руб.};$$

- Инженер

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,13 \cdot 99744,8 = 12966,8 \text{ руб.};$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы 0,13

Полная заработная плата:

- Руководитель

$$Z_{зн} = Z_{осн} + Z_{доп} = 62782,5 + 8161,8 = 70944,3 \text{ руб}$$

- Инженер

$$Z_{зн} = Z_{осн} + Z_{доп} = 99744,8 + 12966,8 = 112711,6 \text{ руб}$$

Таблица 52 – Расчет заработной платы

	Руководитель	Инженер
Заработная плата по тарифной ставке, ($Z_{тс}$), руб.	23264,86	14874,45
Премияльный коэффициент ($k_{пр}$)	0,3	
Коэффициент доплат и надбавок (k_d)	0,2	
Районный коэффициент (k_p)	1,3	
Количество месяцев работы без отпуска в течение года (M), месяцы	10,4	
Месячная заработная плата (Z_m), руб.	45366,5	29005
Среднедневная заработная плата работника ($Z_{дн}$), руб.	1902,5	1216,4
Продолжительность выполнения данного проекта(T_p), раб. дни	33	82
Основная заработная плата начисленная за выполнения данного проекта($Z_{осн}$), руб	62782,5	99744,8
Коэффициент дополнительной заработной платы ($k_{доп}$)	0,13	
Дополнительная заработная плата исполнителей, ($Z_{доп}$), руб	8161,8	12966,8
Итого, руб	70944,3	112711,6

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данном пункте расходов учитываются обязательные отчисления в различные фонды: пенсионный, социального страхования, а также обязательного медицинского страхования. Величина страховых отчислений ведется по нормам, установленным законодательством Российской Федерации.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

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

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

На 2016 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1%

Величина отчислений во внебюджетные фонды:

- Руководитель

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}) = 0,271 \cdot (62782,5 + 8161,8) = 19225,9 \text{ руб.};$$

- Инженер

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}) = 0,271 \cdot (99744,8 + 12966,8) = 30544,8 \text{ руб.}$$

Таблица 53 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель темы	62782,5	8161,8
Инженер-студент	99744,8	12966,8
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Отчисления во внебюджетные фонды		
Руководитель темы	19225,9	
Инженер-дипломник	30544,8	
Итого	49 771	

Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}} = (Z_{\text{мат}} + Z_{\text{об}} + Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}}) \cdot 0,16 = \\ = (1580 + 20485 + 162527,3 + 21128,6 + 49771) \cdot 0,16 = 40879 \text{ руб.},$$

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

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Формирование бюджета затрат научного исследования

Рассчитанная величина затрат научного исследования является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 54 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	%
Затраты на амортизацию оборудования и ПО	20485	6,9
Материальные затраты	1 580	0,53
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	162 527,3	54,84
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	21 128,6	7,13
Отчисления во внебюджетные фонды	49 771	16,8
Накладные расходы	40 879	13,8
Бюджет затрат проекта	296 370,9	100

В ходе выполнения экономической части выпускной квалификационной работы работы был составлен план работ по проектированию системы релейной защиты на основе шкафа ШЭ1111, а также проверена конкурентоспособность данного способа защиты по сравнению с действующими аналогами и рассчитаны основные затраты на данный проект. Составление такой защиты обойдется в 296370,9 руб. и займет порядка 113 дней. Данный проект является конкурентоспособным по сравнению с аналоговой релейной защитой по многим параметрам: шкафы более надежны,

устойчивы к помехам, удобнее в настройке и обладают функцией резервирования основных комплектов защит. Основной статьей расходов являются затраты на заработную плату исполнителей научного исследования. Научная работа является экономически выгодной, так как требует минимум затрат на дополнительное оборудования и программное обеспечение.

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – ответственность организации за воздействие ее решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этическое поведение, которое:

- содействует устойчивому развитию, включая здоровье и благосостояние общества;
- учитывает ожидания заинтересованных сторон;
- соответствует применяемому законодательству и согласуется с международными нормами поведения;
- интегрировано в деятельность всей организации и применяется в ее взаимоотношениях.

Примечание 1. Деятельность включает в себя продукты, услуги и процессы.

Примечание 2. Взаимоотношения относятся к деятельности организации в рамках ее сферы влияния.

Целью данного раздела является анализ имеющихся место на объекте опасных и вредных факторов, а также выработка мер по ограничению их воздействия на персонал. Организационным вопросом обеспечения безопасности является необходимость соблюдения правил, норм, инструкций и прочих документов, утвержденных законом. Объектом рассмотрения раздела является станция учебная КЭС. Станция предназначена для выработки, приема, преобразования и распределения электроэнергии между потребителями. В состав станции входят открытые распределительные устройства напряжением 500 и 330 кВ, два автотрансформатора связи, группу блочных трансформаторов, один генератор мощностью 300 МВт и два генератора по 500 МВт, а также ЛЭП нагрузки и ЛЭП связи с энергосистемой.

4.1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды

На протяжении всего периода эксплуатации электростанции персоналу должна обеспечиваться безопасность труда по воздействию на человека:

- электрических полей;
- электростатических полей;
- магнитных полей;
- электромагнитных полей;
- шума.

4.1.1. Вредные воздействия электрических полей

Согласно СанПиН 2.2.4.1191-03 и ГОСТ 12.1.002 допустимые уровни напряженности электрического поля промышленной частоты 50 Гц для персонала электроустановок на высоте 1,8 м над уровнем земли не должны превышать значений, указанных в таблице 55.

Таблица 55 – Допустимые уровни напряжённости электрического поля (E , кВ/м) на высоте 1,8 м над уровнем земли

<i>Характер воздействия</i>	<i>E, кВ/м. Для персонала</i>
Допускается работа персонала без применения средств защиты в течение всего рабочего дня	5,0
Допустимое время пребывания персонала $t=50/E-2$ ч.	$5 < E < 20$
Допустимое время пребывания в поле - 10 мин.	$20 < E < 25$

В соответствии с ГОСТ 12.1.002 предельно допустимый уровень напряженности электрического поля равен 25 кВ/м.

Присутствие в электрическом поле напряженностью более 25 кВ/м без применения средств защиты не допускается.

4.1.2. Вредные воздействия электростатических полей

При техническом обслуживании и ремонте не должны превышать требования нормативных документов в области электростатических полей. Согласно ГОСТ 12.1.045, СанПиН 2.2.4.1191-03 допустимый уровень напряженности электростатических полей устанавливается в зависимости от времени пребывания персонала на рабочих местах. Предельно допустимый уровень напряженности $E_{ПРЕД}$ равен 60 кВ/м в течение 1 ч. При напряженности электростатических полей менее 20 кВ/м время пребывания не регламентируется.

В диапазоне от 20 до 60 кВ/м допустимое время пребывания персонала без средств защиты в электростатическом поле $t_{ДОП}$ определяется в часах по формуле:

$$t_{ДОП} = \left(\frac{E_{ПРЕД}}{E_{ФАКТ}} \right)^2 ;$$

где $E_{ФАКТ}$ — фактическое значение напряженности электростатического поля, кВ/м.

4.1.3. Вредные воздействия магнитных полей

При техническом обслуживании и ремонте не должны нарушаться нормы пребывания эксплуатационного персонала в местах повышенных магнитных полей.

В таблице 56 представлены предельно допустимые уровни магнитных полей. В соответствии с СанПиН 2.2.4.1191-03 нормы для персонала устанавливаются в зависимости от времени пребывания для условий общего (на всё тело) и локального (на конечности) воздействия.

Таблица 56 – Предельно допустимые уровни МП, принятые в России

<i>Характер воздействия</i>	<i>Н[А/м]/В[мкТл]. Производственные условия</i>
При общем воздействии: в течение, менее: 1 ч 2 ч 4 ч 8 ч	1600/2000 800/1000 400/500 80/100
При локальном воздействии: в течение, менее: 1 ч 2 ч 4 ч	6400 8000 3200/4000 1600/2000

Допустимая напряженность магнитного поля внутри градации временных интервалов определяется интерполяцией.

При пребывании персонала в зонах с различной напряженностью магнитного поля общее время не должно превышать предельно допустимое для зоны с максимальной напряженностью.

Время пребывания может быть реализовано по частям в течение рабочего дня.

Электромагнитные поля, создаваемые электросетевыми объектами, не должны превышать допустимые уровни напряженности поля на различных частотах, приведенные в ГОСТ 22012.

Основными источниками электромагнитных полей от воздушных линий электропередачи и открытых подстанций являются:

- коронирование проводов, ошиновки, гирлянды изоляторов, арматура, коммутационные аппараты, высокочастотные заградители и шинные опоры, электрические соединения, экраны высоковольтного оборудования;
- искрение в арматуре ВЛ и в оборудовании БГРЭС.

В случае превышения допустимых уровней напряженности электромагнитных полей следует применять экраны.

4.1.4. Вредные шумовые воздействия

При техническом обслуживании и ремонте электросетевых объектов должны предусматриваться мероприятия по обеспечению нахождения значений звукового давления и шума в пределах допустимых уровней для эксплуатационного персонала.

Основными источниками шума на электростанциях являются трансформаторы и другое технологическое оборудование, вентиляционное оборудование, коронирование ошиновки и элементов оборудования.

Основными источниками шума ВЛ является коронный разряд вблизи проводов, изоляторов и арматуры, который зависит как от напряженности электрического поля на поверхности проводов, так и от состояния поверхности проводов, плотности воздуха и погодных условий.

За территорией охранной зоны ВЛ и за территорией электростанции не должны превышать допустимые уровни шумов для ночного времени (с 23 до 7ч.) 45 дБ(А), для дневного времени (с 7 до 23ч.) - 55 дБ(А) [СП 2.1.5.1059-01].

Допустимые уровни звука в производственных помещениях приведены в таблице 57.

Таблица 57 – Допустимые уровни звука производственных помещений

Помещения, рабочие места	Уровни звука, дБА
1. Вспомогательные помещения	
1.1. Конструкторские бюро. Помещения административно-управленческого персонала	50
1.2. Помещения инженерно-технического персонала	60
1.3. Помещения химических, электротехнических лабораторий без собственных источников шума.	65
1.4. Механические мастерские по ремонту оборудования с собственными источниками шума	85
1.5. Компрессорные	90
2. Электрические сети	
2.1 Центральные щиты управления подстанций	65
2.2 Площадки обслуживания и машинный зал синхронных компенсаторов	85
2.4. Площадки обслуживания силовых трансформаторов (приборов контроля, РПН и т.д.), закрытые и открытые распреустройства	85
2.5 Помещение для персонала оперативно-выездной бригады	65

Для снижения шума до допустимого уровня могут быть использованы следующие мероприятия [РД 34.03.501]:

- устройства звукопоглощения: облицовка потолков и стен звукоизолирующими плитами; облицовка внутренней поверхности участков воздуховодов вентиляции; использование звукопоглощающих материалов; дополнительные установки (стенки, перегородки и перекрытия); архитектурно-планировочные решения (лесопосадки, насыпи и др.);
- звукоизолирующие экраны в местах установки шумного оборудования. Для локальных источников шума применяются экраны (трансформаторов, заградителей, гирлянд изоляторов и др.).

4.2. Опасные факторы проектируемой производственной среды

Основной опасный фактор технологического процесса на станции – поражение электрическим током. Результат поражения электрическим током человека зависит от длительности прохождения тока сквозь тело человека и его величины, частоты тока, индивидуальных свойств человека.

Протекание тока сквозь тело человека вызывает опасные действия различного характера:

Термическое воздействие заключается в нагреве до высоких температур внутренних тканей человека, вызывающее серьезные функциональные расстройства, ожоги участков тела;

Электролитическое действие проявляется в разложении органической жидкости, что вызывает значительные нарушения их физико-химического состава;

Механическое воздействие приводит к переломам костей и разрыву тканей.

Биологическое действие заключается в возбуждении и раздражении тканей в организме, нарушении биоэлектрических процессов, присущих организму.

К электрозащитным средствам относятся:

- указатели напряжения всех видов и классов;
- изолированный инструмент;
- изолирующие штанги;
- изолирующие и электроизмерительные клещи;
- диэлектрические перчатки, боты и галоши, ковры, изолирующие подставки;
- переносные заземления;
- защитные ограждения (щиты, ширмы, изолирующие накладки, колпаки);
- бесконтактные сигнализаторы наличия напряжения;

Средства коллективной защиты от поражения электрическим током:

- защитное отключение;
- оградительное устройство;
- защитное заземление;
- сигнализация, блокировка, знаки безопасности, плакаты;
- зануление.

На территории подстанции для оперативно ремонтного и обслуживающего персонала также представляют механическую опасность подъемно-транспортные средства, разъединители. Средствами устранения и локализации данного опасного фактора являются: установка защитных козырьков на разъединителях, соблюдение ТБ.

4.3. Охрана окружающей среды

В соответствии со ст. 13 Земельного Кодекса РФ при техническом обслуживании и ремонте электросетевого объекта должны предусматриваться мероприятия по защите земель от:

- селей;
- эрозии;
- оползней;

- захламления отходами производства, в том числе биогенного загрязнения;

- загрязнения нефтепродуктами.

Прилегающие к ПС и ВЛ земельные участки, частично или полностью утратившие продуктивность в результате воздействия при эксплуатации электросетевых объектов (разлив масла за территорию ПС, пожар, взрыв и т.д.) подлежат рекультивации.

При эксплуатации электросетевых объектов рекультивация земель предусматривает: засыпку траншей и ям, уборку мусора, восстановление растительного слоя (задернение поверхности посевом трав, восстановлением и подкормкой ягельников и мохорастительного слоя), санацию почв в местах их непредвиденного загрязнения нефтепродуктами.

Для предотвращения или сведения к минимуму загрязнения водных объектов сточными водами необходимо осуществлять:

- устранение причин загрязнения за счет повышения технического уровня эксплуатации очистных сооружений;

- сбор и очистку маслосодержащих сточных вод;

- контроль качественного и количественного показателей состояния поверхностных и сточных вод.

При работе ПС должны быть предусмотрены мероприятия по снижению негативного воздействия на атмосферу:

- выбросов элегаза при эксплуатации элегазовых выключателей. КРУЭ и трансформаторов тока;

- выбросов паров серной кислоты, содержащихся в аккумуляторных батареях;

- выбросов от автотранспорта подрядных организаций;

- выбросов при сварке, пайке;

- испарения при сливе/наливе масел;

- выбросов от проведения пуско-наладочных работ.

ЗРУ подстанции с элегазовым оборудованием должны быть оснащены:

- датчиками обнаружения элегаза;
- плотномерами для своевременного выявления утечек элегаза.

При техническом обслуживании и ремонте электросетевых объектов необходимо осуществлять организацию производственных отношений с подрядными организациями по соблюдению требований в части охраны атмосферного воздуха.

При техническом обслуживании и ремонте электросетевого оборудования в соответствии с ФЗ «О животном мире» необходимо принимать меры по охране объектов животного мира и предотвращению их заболеваний и гибели.

При техническом обслуживании и ремонте электросетевых объектов в соответствии с ФЗ «О животном мире» должны предусматриваться и проводиться мероприятия по сохранению:

- среды обитания объектов животного мира;
- мест постоянной концентрации, в том числе в период размножения и зимовки;
- условий их размножения, отдыха, нагула и путей миграции.

Для предотвращения гибели объектов животного мира запрещается расчистка просек под ЛЭП от подроста древесно-кустарниковой растительности в период размножения животных и появления молодняка, согласно

ПП РФ № 997.

4.4. Защита в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации на территории электростанции по сфере возникновения можно разделить на несколько типов:

- Техногенного характера (электромагнитное загрязнение окружающей среды техногенными источниками, аварии на электроэнергетических сетях, пожары);
- Природного характера (землетрясения, ураганы, крупный град, сильный дождь, снегопад, гололед, мороз, лесные пожары);
- Биолого-социального и социального характера (единичные случаи экзотических и особо опасных инфекционных заболеваний, эпидемии и.т.д, терроризм в различных его проявления);
- Экологического характера;
- Военного характера.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией на территории электростанции является пожар на территории ОРУ, ЗРУ, ОПУ. Основными источниками пожаров являются: трансформаторы, масляные выключатели, кабели.

Пожарная безопасность обеспечивается соблюдением правил пожарной безопасности, установкой ящиков с песком, пожарных щитов с первичными средствами пожаротушения, огнетушителей, применением негорючих конструкций.

С целью обеспечения пожарной безопасности запрещено загромождение проходов, пожарных проездов и подступов к первичным средствам пожаротушения; персонал обязан уметь пользоваться противопожарным инвентарем и средствами пожаротушения; каждый работник проходит инструктаж, обучение и проверку знаний по соблюдению мер пожарной безопасности.

Средства пожаротушения на подстанциях:

- первичные средства пожаротушения, включающие в себя пожарные рукава, стволы, пенные и углекислотные огнетушители, ящики с песком.
- передвижные углекислотные огнетушители ОУ – 80 и ОУ – 25, передвижной воздушно-пенный огнетушитель ОВП – 100
- огнетушитель порошковый автоматический ОПА – 100

Песок используется для ликвидации небольших очагов пожаров горючих жидкостей и ограничения их растеканий.

ОУ могут быть применимы для тушения пожаров в электроустановках, находящихся под напряжением с расстояния не менее 1 м.

ОВП предназначен для тушения возгораний и начинающихся пожаров, различных веществ и материалов, за исключением щелочных металлов, веществ, горение которых происходит без доступа воздуха. Также не допускается тушение электроустановок находящихся под напряжением.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения горящих твердых веществ и электроустановок под напряжением до 1000 В.

4.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Организационные меры включают:

- надзор за выполнением ремонтных работ;
- допуск бригад к работе;
- подготовка рабочих мест;
- выделение работ, которые необходимо выполнять в порядке текущей эксплуатации, а также работ по устным распоряжениям и наряд-допускам.

Существуют следующие виды инструктажа: вводный, первичный на рабочем месте, повторный, внеплановый, текущий.

Первичный инструктаж на рабочем месте проводится непосредственным руководителем работ перед допуском к работе, и должен сопровождаться показом безопасных приемов работ.

Повторный инструктаж на рабочем месте проводят с работниками независимо от их квалификации, стажа и оплаты работы не реже чем раз в шесть месяцев. Цель этого инструктажа - восстановить в памяти рабочего инструкции по охране труда, а также разобрать конкретные нарушения из практики предприятия.

Внеплановый инструктаж на рабочем месте проводится при изменении правил по охране труда, технологического процесса, нарушении работниками правил техники безопасности, перерывах в работах, к которым предъявляются дополнительные требования безопасности труда, - более чем на 30 календарных дней, для остальных работ - 60 дней.

Текущий инструктаж проводится для работников, которым оформляется наряд-допуск на определенные виды работ.

4.6. Требования к деятельности электростанции в области социальной ответственности

Организация должна:

- обеспечить безопасные условия труда и предпринимать соответствующие меры путем сокращения, в возможных пределах, факторов опасности, характерных для этой деятельности, и предотвращения несчастных случаев и ущерба здоровью, которые могут быть следствием выполняемой работы или произойти в процессе ее выполнения;
- предоставлять персоналу, включая новый персонал, регулярное и документируемое обучение по технике безопасности и охране труда; организовывать системы, позволяющие обнаруживать и предотвращать потенциальные угрозы здоровью и безопасности всего персонала;
- предоставлять всему персоналу для использования чистые туалетные комнаты, доступ к питьевой воде, а также создавать необходимые санитарные условия для хранения продовольствия. обеспечивать

чистоту и безопасность предоставляемых персоналу мест отдыха, а также их соответствие основным потребностям персонала;

- разрабатывать, производить или поставлять продукцию или услуги, обеспечивающие отсутствие вредных воздействий на окружающую среду; использовать процессы, инфраструктуру и расходуемые ресурсы, направленные на предотвращение недопустимых вредных воздействий на окружающую среду, в том числе, на сельское хозяйство;
- использовать и поддерживать в рабочем состоянии методы и средства для обнаружения возможности возникновения вследствие собственной деятельности техногенных катастроф и аварийных ситуаций и для реагирования на них.
- Организация должна обеспечить, чтобы персонал, выполняющий работы, которые могут оказать вредные воздействия на окружающую среду, обладал необходимой компетентностью и прошел соответствующее экологическое обучение, инструктаж и аттестацию.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенной работы была спроектирована конденсационная электростанция на основании исходных данных с заданными характеристиками. На начальном этапе проектирования, после составления баланса мощностей, убедились, что данная электростанция выдает мощность, которая полностью покрывает мощность присоединенных нагрузок.

В качестве расчетного присоединения был выбран блок генератор – двухобмоточный трансформатор с ответвлением на собственные нужды. Затем были определены токи в ветвях по продолжительным режимам и режимам КЗ, а по ним произведен выбор необходимых коммутационных аппаратов и токоведущих частей. После чего была спроектирована измерительная подсистема.

На следующем этапе был проведен расчет системы релейной защиты блока «генератор-трансформатор», а также трансформатора собственных нужд. Первым этапом работы было обоснования выбора применяемых в работе защит для генератора и трансформаторов, затем были рассчитаны параметры схемы замещения КЭС и рассчитаны токи трехфазного и двухфазного КЗ в нескольких точках. Последним этапом был расчет уставок и других параметров применяемых защит.

Защита выполнена на основе микропроцессорного терминала типа ШЭ1111 и ШЭ1112, образующие комплекс защит мощных блоков генератор-трансформатор с двумя взаимно резервируемыми автономными комплектами защит. Каждый комплект располагается в отдельном шкафу и выполнен в виде трехкассетного (четырекассетного) терминала. Для каждой системы защит (каждого терминала) предусматриваются индивидуальные измерительные трансформаторы, отдельные цепи оперативного тока, отдельные входные и выходные цепи, а также цепи сигнализации.

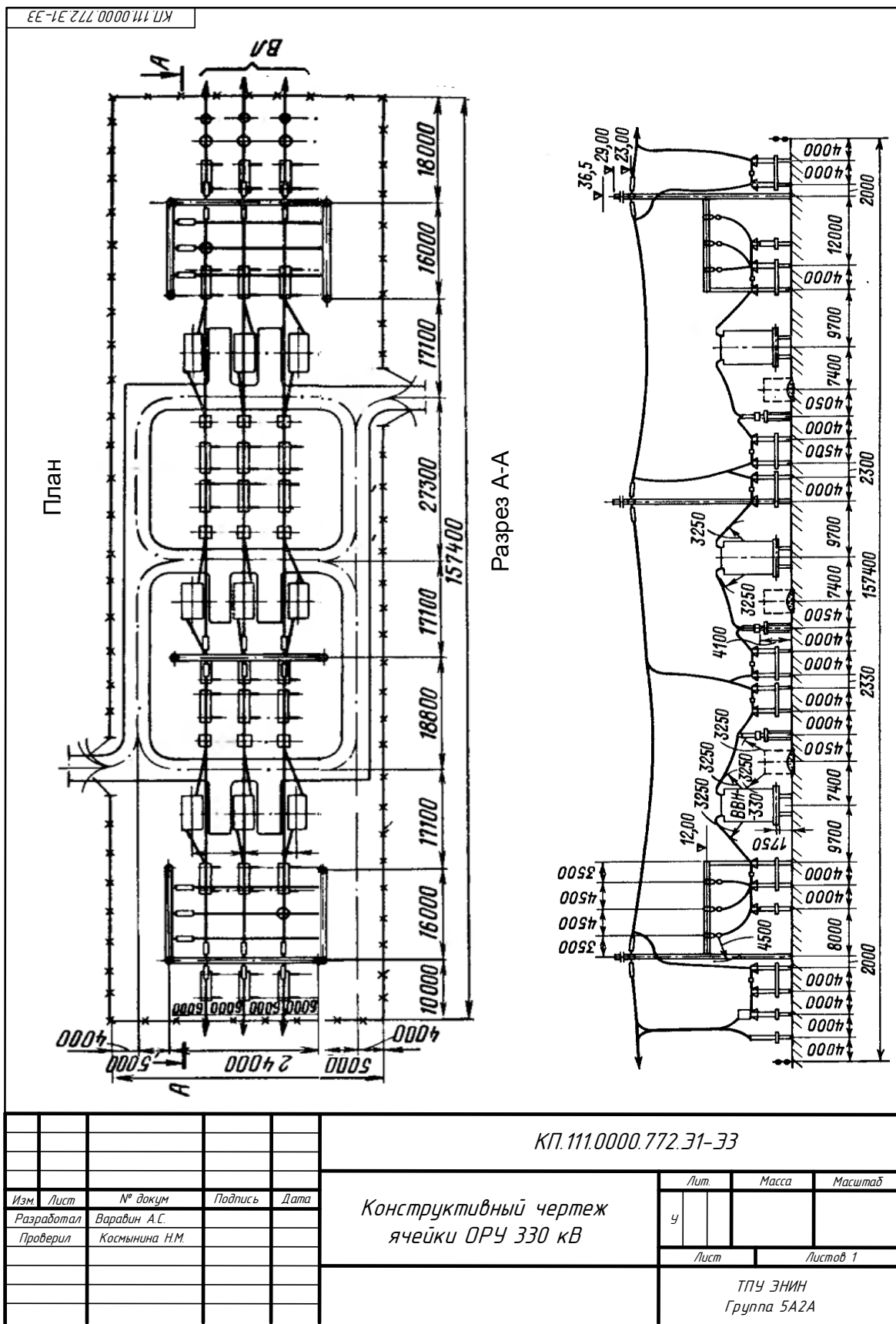
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие. – 5-е изд., стер. – СПб.: БВХ-Петербург, 2014. – 608 с.: ил. – (Учебная литература для вузов)
2. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.: ил.
3. Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К. и др. Электрическая часть электростанций. Под ред. С.В. Усова. – Л.: Энергоатомиздат, 1987. - 616 с.
4. ГОСТ 12965-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 110 и 150 кВ. Технические условия. – М.: Госкомитет СССР по стандартам, 1992. – 32 с.: ил.
5. ГОСТ 17544-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220, 330, 500 и 750 кВ. Технические условия. – М.: Госкомитет СССР по стандартам, 1987. – 32 с.: ил.
6. Правила устройства электроустановок ПУЭ: Утв. Мин.топлива и энергетики РФ. – 7-е изд. – Москва: НЦ ЭНАС, 1999. – 79 с.
7. Васильев А.А., Крючков И.П., Наяшкова Е.Ф., Околович М.Н. Электрическая часть станций и подстанций: учебник. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.: ил.
8. Дьяков А.Ф., Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем: учеб. пособие для вузов / А.Ф. Дьяков, Н.И. Овчаренко. – 2-е изд., стер. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 336 с.:ил.
9. Копьев В.Н. Релейная защита основного электрооборудования электростанций и подстанций. Вопросы проектирования. – Томск: Изд. ТПУ, 1999. – с.92

Структурно – принципиальная схема ОРУ 500-330 кВ



Конструктивный чертеж ОРУ 330 кВ



ПРИЛОЖЕНИЕ В

РЕЦЕНЗИЯ на бакалаврскую работу

Студент	Варавин Антон Сергеевич
---------	-------------------------

Направление	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
-------------	---

Кафедра	ЭЭС	Институт	ЭНИН
---------	-----	----------	------

Тема работы
Проектирование КЭС мощностью 1300 МВт и релейная защита блока «генератор-трансформатор» мощностью 300 МВт

Представленная на рецензию работа содержит пояснительную записку на 118 листах. Работа выполнена в соответствии с заданием и в полном объеме.

Рецензируемая работа содержит 4 раздела.

В первом разделе представлено:
Проектирование конденсационной электростанции

Во втором разделе представлен:
Выбор и обоснование устанавливаемых защит блока и расчет их уставок

В третьем разделе рассмотрена:
Финансовая часть проекта, оценка научно-технического уровня инженерных решений, расчет затрат на проектирование, определение затрат на осуществление проекта.

В четвертом разделе представлен:
Анализ имеющих место на объекте опасных и вредных факторов, а также мер по ограничению и воздействия на персонал и окружающую среду.

Оценка работы рецензентом в целом (указывается мнение рецензента о работе в целом: степень раскрытия тематики, актуальность, практическая значимость и т.д., дается оценка достижения каждого из запланированных результатов обучения по образовательной программе. Необходимо указать недостатки и замечания работы):

Выполненная работа может быть признана законченной квалификационной работой, соответствующей всем требованиям, а ее автор,

Варавин Антон Сергеевич

заслуживает оценки:

--

и присуждения квалификации бакалавра по:

направление	Электроэнергетика и электротехника
-------------	------------------------------------

М.П.

« ____ » _____ 20__ г.