

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 2025 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Модернизация устройств релейной защиты и автоматики силовых трансформаторов напряжением 35/10 кВ подстанции напряжением 220 кВ Хвойная в Амурской области

Исполнитель

студент группы 142-об1

подпись, дата

В.И. Сазонов

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

подпись, дата

Л.А.Мясоедова

Благовещенск 2025

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
«_____» _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Сазонова Владислава Игоревича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация устройств релейной защиты и автоматики силовых трансформаторов напряжением 35/10 кВ подстанции напряжением 220 кВ Хвойная в Амурской области

(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 18.06.2025

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Однолинейная схема существующего участка сети, данные контрольных замеров, нормативно-справочная литература

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Обоснование необходимости модернизации устройств защиты трансформаторов; Расчёт параметров схемы замещения; Проверка электрооборудования всех присоединений на РУ; Выбор типов микропроцессорных защит, расчёт уставок устройств релейной защиты трансформатора; Устройства автоматики на подстанции; Устройство резервирования отключения выключателей; Экономическое обоснование принимаемых технологических решений; Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): _____

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 01.03.2025

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Александр Николаевич, доцент, канд. техн. наук

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 01.03.2025

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 116 с., 10 рисунков, 27 таблиц, 29 источников.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ОШИНОВКА, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВО, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНА ТРУДА, ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.

Актуальность данной выпускной квалификационной работы состоит в том, что в настоящее время на ПС "Хвойная" эксплуатируются устаревшие устройства релейной защиты и автоматики (РЗА), следовательно необходима их модернизация.

Целью работы является модернизация устройств релейной защиты и автоматики силовых трансформаторов напряжением 35/10 кВ подстанции напряжением 220 кВ "Хвойная" в Амурской области для повышения надежности и безопасности электроснабжения потребителей.

В выпускной квалификационной работе по заданным исходным данным были выполнены работы по: анализу существующих устройств РЗА трансформаторов на ПС "Хвойная", выявлены их недостатки и обоснована необходимость модернизации. Выполнен расчет параметров схемы замещения трансформаторов и питающей сети. Рассчитаны токи КЗ в различных точках электрической сети. Произведена проверка электрооборудования всех присоединений на РУ. Рассмотрены основные устройства автоматики, применяемые на подстанции. Разработаны мероприятия по безопасности и экологичности при эксплуатации модернизированных устройств РЗА.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Обоснование необходимости модернизации устройств	
защиты трансформаторов	9
1.1 Недостатки существующих устройств	10
1.2 Сравнение эффективности новых технологий с традиционными	
методами	12
2 Расчёт параметров схемы замещения	15
2.1 Расчёт параметров схемы замещения	17
3 Расчёт токов кз в схеме	21
3.1 Расчёт токов кз в точке К1	21
3.2 Расчёт токов кз в точке К2	24
3.3 Расчёт токов кз в точке К3	25
3.4 Расчёт токов кз в точке К4	27
4 Проверка электрооборудования всех присоединений на РУ	
всех напряжений ПС	29
4.1 Проверка существующего первичного оборудования	
напряжением 35 кВ	29
4.2 Проверка существующего первичного оборудования	
напряжением 10 кВ	46
5 Выбор типов микропроцессорных защит, расчёт уставок устройств	
релейной защиты трансформатора	61
5.1 Расчёт уставок релейной защиты	62
6 Устройства автоматики на подстанции	75
6.1 Основные устройства автоматики на подстанции	75
7 Устройство резервирования отключения выключателей	83
7.1 Реализация УРОВ на подстанции «Хвойная»	84
7.2 Особенности реализации УРОВ в КРУН 10 кВ	85
7.3 Особенности реализации УРОВ в КРУН 35 кВ	86

8 Экономическое обоснование принимаемых технологических решений	89
8.1 Капиталовложения в реализацию проекта	90
8.2 Сокращение перерывов питания за счет внедрения микропроцессорных устройств	92
8.3 Увеличение цикла технического обслуживания благодаря микропроцессорной защите	92
8.4 Обоснование выбора микропроцессорного терминала Сириус-Т	92
8.5 Общий экономический эффект от внедрения новых технологий	93
9 Безопасность и экологичность	95
9.1 Общие положения	95
9.2 Безопасность на подстанции	95
9.3 Экологичность	99
9.4 Чрезвычайные ситуации	104
Заключение	112
Библиографический список	113

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ИП – источник питания;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

НН – низкое напряжение;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОЭС – объединенная энергетическая система;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ПС – подстанция;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – собственные нужды;

СОПТ – система оперативного постоянного тока;

ТКЗ – ток короткого замыкания;

ТТ – трансформатор тока;

ТН – трансформатор напряжения;

ЭС – энергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика является одной из ключевых отраслей экономики, обеспечивающей функционирование всех сфер жизнедеятельности общества. Надежное и качественное электроснабжение потребителей – важнейшая задача современной энергетики. В связи с ростом потребления электроэнергии и увеличением требований к надежности электроснабжения, возрастает роль подстанций (ПС) как ключевых узлов электрической сети.

ПС выполняют функции приема, преобразования и распределения электроэнергии. Одним из основных элементов ПС являются силовые трансформаторы, обеспечивающие связь между различными уровнями напряжения. Надежная работа трансформаторов является критически важной для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей.

В настоящее время на многих ПС эксплуатируются устаревшие устройства релейной защиты и автоматики (РЗА) трансформаторов, которые не отвечают современным требованиям к надежности, быстродействию и функциональности. Устаревшие устройства РЗА характеризуются низкой чувствительностью, большим временем срабатывания, ограниченным функционалом и сложностью в обслуживании. Это приводит к увеличению времени воздействия токов короткого замыкания (КЗ) на оборудование, повышению вероятности повреждения трансформаторов и возникновению перерывов в электроснабжении потребителей.

Особенно остро проблема устаревания устройств РЗА стоит на подстанциях, расположенных в удаленных регионах с суровыми климатическими условиями, таких как Амурская область. В этих условиях надежность электроснабжения имеет особое значение для обеспечения нормальной жизнедеятельности населения и функционирования предприятий.

В связи с этим, модернизация устройств РЗА силовых трансформаторов на подстанциях Амурской области является актуальной задачей, направленной на повышение надежности и безопасности электроснабжения потребителей.

Внедрение современных микропроцессорных устройств РЗА позволит повысить чувствительность и быстродействие защиты, реализовать современные алгоритмы защиты и автоматики, обеспечить непрерывный мониторинг состояния оборудования и снизить эксплуатационные затраты.

Данная выпускная квалификационная работа посвящена модернизации устройств РЗА силовых трансформаторов напряжением 35/10 кВ подстанции напряжением 220 кВ "Хвойная" в Амурской области.

В работе используются следующие программные комплексы: Microsoft Office Visio 2016, MathCad 15. Дополнительно представлено 6 листов графической части

1 ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ МОДЕРНИЗАЦИИ УСТРОЙСТВ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Современные энергетические системы играют ключевую роль в обеспечении надежного электроснабжения, что делает их защиту важным аспектом для предотвращения аварий и минимизации потерь. Трансформаторы, являясь основными элементами энергетической инфраструктуры, требуют особого внимания в области защиты. Однако традиционные устройства защиты трансформаторов часто не соответствуют современным требованиям, что приводит к повышенному риску аварийных ситуаций. Это подчеркивает необходимость модернизации систем защиты, которые могут обеспечить более высокий уровень надежности и безопасности.

Обоснование необходимости модернизации:

1. Соответствие новым стандартам и требованиям. В 2024 году вступил в силу новый национальный стандарт ГОСТ Р 71879 — 2024, который регламентирует методы определения времени до насыщения трансформаторов тока при коротких замыканиях и устанавливает требования к их характеристикам для обеспечения правильной работы устройств релейной защиты в переходных режимах [18]. Внедрение этого стандарта обеспечивает более точное и надежное функционирование систем защиты, что особенно важно в условиях эксплуатации трансформаторов, подверженных переходным режимам.

2. Повышение надежности и безопасности системы. Современные устройства релейной защиты и автоматики позволяют своевременно обнаруживать и отключать поврежденные участки сети, предотвращая развитие аварийных ситуаций и минимизируя риски для оборудования и персонала. Устаревшие или недоработанные системы могут не учитывать новые режимы работы и особенности трансформаторов, что увеличивает вероятность ложных срабатываний или, наоборот, их отсутствия при авариях.

3. Обеспечение соответствия требованиям Правил технологического функционирования. В соответствии с [15], технические характеристики трансформаторов и устройств защиты должны обеспечивать их корректную работу при коротких замыканиях, включая апериодическую составляющую тока. Модернизация устройств поможет выполнить эти требования, что особенно актуально для подстанции "Хвойная", обслуживающей важные объекты региона.

4. Повышение эффективности эксплуатации и обслуживания. Современные системы автоматизации позволяют более точно диагностировать состояние оборудования, сокращая время реагирования и устраняя возможные причины аварийных ситуаций. Это снижает эксплуатационные издержки и повышает общую эффективность работы подстанции.

Модернизация устройств релейной защиты и автоматики трансформаторов на подстанции "Хвойная" необходима для соответствия новым стандартам, повышения надежности и безопасности электроснабжения региона, а также для повышения эффективности эксплуатации оборудования. Это стратегический шаг, который обеспечит устойчивое развитие энергетической инфраструктуры Амурской области и снизит риски аварийных ситуаций в условиях растущих нагрузок и технологических требований.

1.1 Недостатки существующих устройств

Существующие устройства защиты трансформаторов, несмотря на широкое применение, имеют ряд недостатков, которые уменьшают их эффективность и надежность. К основным проблемам можно отнести устаревшую архитектуру, ограниченные функциональные возможности и низкую адаптивность к современным требованиям. Эти недостатки становятся особенно заметными на фоне растущей сложности энергетических систем и необходимости интеграции с цифровыми технологиями.

Одной из ключевых проблем традиционных систем защиты является их низкая чувствительность к небольшим токам повреждения. Это может привести к тому, что мелкие дефекты остаются незамеченными, постепенно ухудшаются

и в конечном итоге вызывают серьезные аварии. По статистическим данным, около 70% аварий трансформаторов связано именно с этой проблемой.

Традиционные устройства защиты трансформаторов часто оказываются в необходимости сложного технического обслуживания и регулярной настройки, что значительно увеличивает затраты на их эксплуатацию. Это связано с тем, что такие системы требуют постоянного внимания специалистов, которые должны контролировать их состояние, осуществлять профилактические проверки и калибровку. В условиях ограниченных ресурсов, таких как нехватка квалифицированного персонала или финансов, это может создавать дополнительные сложности, снижая общую эффективность работы оборудования и создавая риски для надежности энергосистем.

Еще одной проблемой традиционных систем защиты является их ограниченный функционал, что делает их неспособными адекватно справляться с современными вызовами, возникающими в условиях динамично развивающихся энергетических рынков. Например, многие из этих устройств не обладают необходимыми функциями самодиагностики или мониторинга состояния оборудования, что увеличивает вероятность появления не выявленных неисправностей. Это может привести к тому, что небольшие дефекты останутся незамеченными, постепенно развиваясь и в конечном итоге вызывая серьезные аварийные ситуации.

Эксплуатационные затраты традиционных систем защиты остаются на высоком уровне, что обусловлено необходимостью частого обслуживания и замены их компонентов. В некоторых случаях ежегодные расходы на обслуживание могут достигать целых 10% от стоимости трансформатора, что делает эти системы менее экономически эффективными. Важно отметить, что для повышения экономичности использования оборудования стоит учитывать, что современные генераторы могут развивать мощность в несколько киловатт, а токи в этих системах могут достигать сотен ампер, что приводит к значительным потерям электрической энергии [22].

Кроме того, многие традиционные устройства защиты не обладают совместимостью с современными цифровыми технологиями, что ограничивает их возможности для интеграции в интеллектуальные системы управления. Согласно статистике, примерно 40% трансформаторов по всему миру используют такие устаревшие устройства, что создает серьезные препятствия для их модернизации и прогресса в области повышения эффективности и надежности транспортируемой электроэнергии.

1.2 Сравнение эффективности новых технологий с традиционными методами

Системы, разработанные более 50 лет назад, включают электромеханические реле, которые реагируют на изменения электрических параметров, таких как ток и напряжение. Основной принцип их работы заключается в механическом замыкании или размыкании контактов при достижении заданных пороговых значений. Несмотря на свою надежность и простоту эксплуатации, такие системы имеют значительные ограничения, включая низкую точность и необходимость регулярного технического обслуживания.

Современные технологии, применяемые для защиты трансформаторов, основываются на цифровых системах, такими как микропроцессорные реле. Эти устройства обладают возможностью использовать сложные алгоритмы для тщательного анализа параметров электрической сети, что позволяет им принимать решения с высокой степенью точности и оперативности. В отличие от традиционных методов, современные системы предлагают интеграцию с системами удаленного мониторинга и диагностики, что обеспечивает быструю реакцию на изменения, происходящие в состоянии трансформатора.

Кроме того, они оснащены функциями самодиагностики и автоматического обновления программного обеспечения, что значительно увеличивает их надежность. Ключевое преимущество этих технологий заключается в высокой точности и быстродействии. Внедрение цифровых

систем защиты способствует уменьшению времени реакции на аварийные ситуации на 20-30%, что существенно снижает риск повреждения оборудования. Также современные системы требуют меньше обслуживания благодаря автоматизации процессов диагностики и обновления, а возможность интеграции с другими системами управления и мониторинга делает их более универсальными и эффективными в эксплуатации.

Современные технологии защиты, несмотря на свои значительные преимущества, имеют ряд ограничений. Одной из основных проблем является высокая стоимость внедрения и настройки, что может быть не по силам некоторым предприятиям.

Интеграция современных технологий в уже действующие системы защиты трансформаторов является многообещающим направлением для повышения их эффективности. Благодаря модульной архитектуре цифровых систем, их можно адаптировать к существующим устройствам, что позволяет проводить поэтапную модернизацию защиты без полной замены оборудования. Более того, современные технологии обеспечивают совместимость с различными протоколами передачи данных, что упрощает их интеграцию в общую информационную инфраструктуру предприятия.

Сравнение традиционных и современных методов защиты трансформаторов показывает, что новые технологии предлагают значительные преимущества, такие как высокая точность, скорость реакции и возможность интеграции с другими системами. Обмен синхровекторами тока и напряжения между устройствами релейной защиты и автоматики (РЗА) открывает новые возможности для внедрения эффективных алгоритмов быстродействующих защит, в том числе защит с абсолютной селективностью и централизованного типа [18].

Тем не менее, для успешного внедрения современных технологий необходимо учитывать такие факторы, как затраты и потребность в обучении персонала. В общем, современные технологии открывают новые возможности

для повышения надежности и эффективности защиты трансформаторов, что обуславливает их целесообразность и перспективность внедрения.

На рисунке 1 представлена однолинейная схема подстанции Хвойная

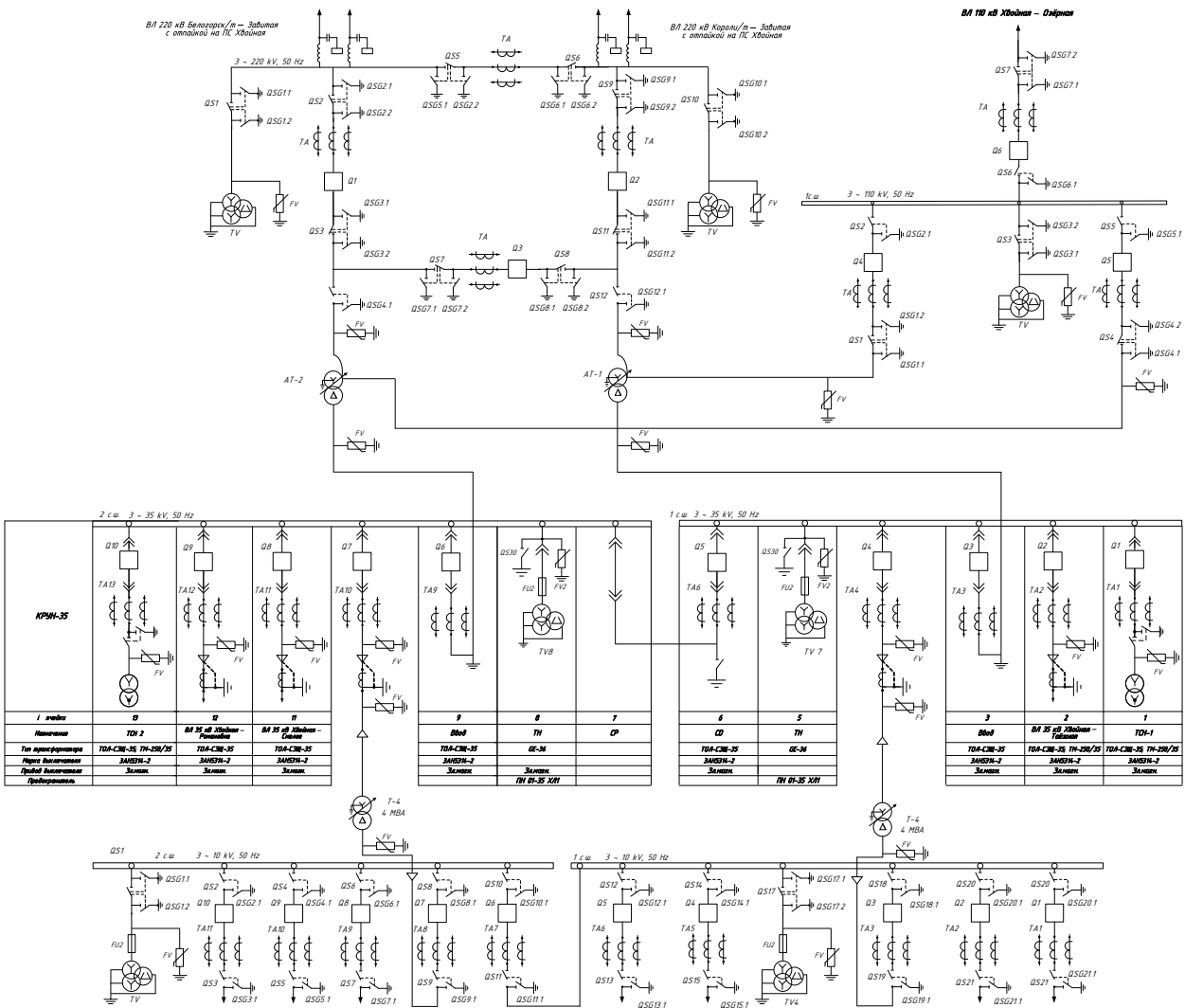


Рисунок 1 – Однолинейная схема подстанции Хвойная

2 РАСЧЁТ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ

Для расчётов токов короткого замыкания требуется привести расчётную схему подстанции и составить схему замещения для наглядности проводимых расчётов. Расчётная схема, представленная на рисунке 2, включает в себя два двухобмоточных трансформатора с классами напряжения 35/10 кВ, два автотрансформатора с классом напряжения 220/110/35 кВ, и пять линий, которые в схеме замещения будут представлены в форме генераторной системы:

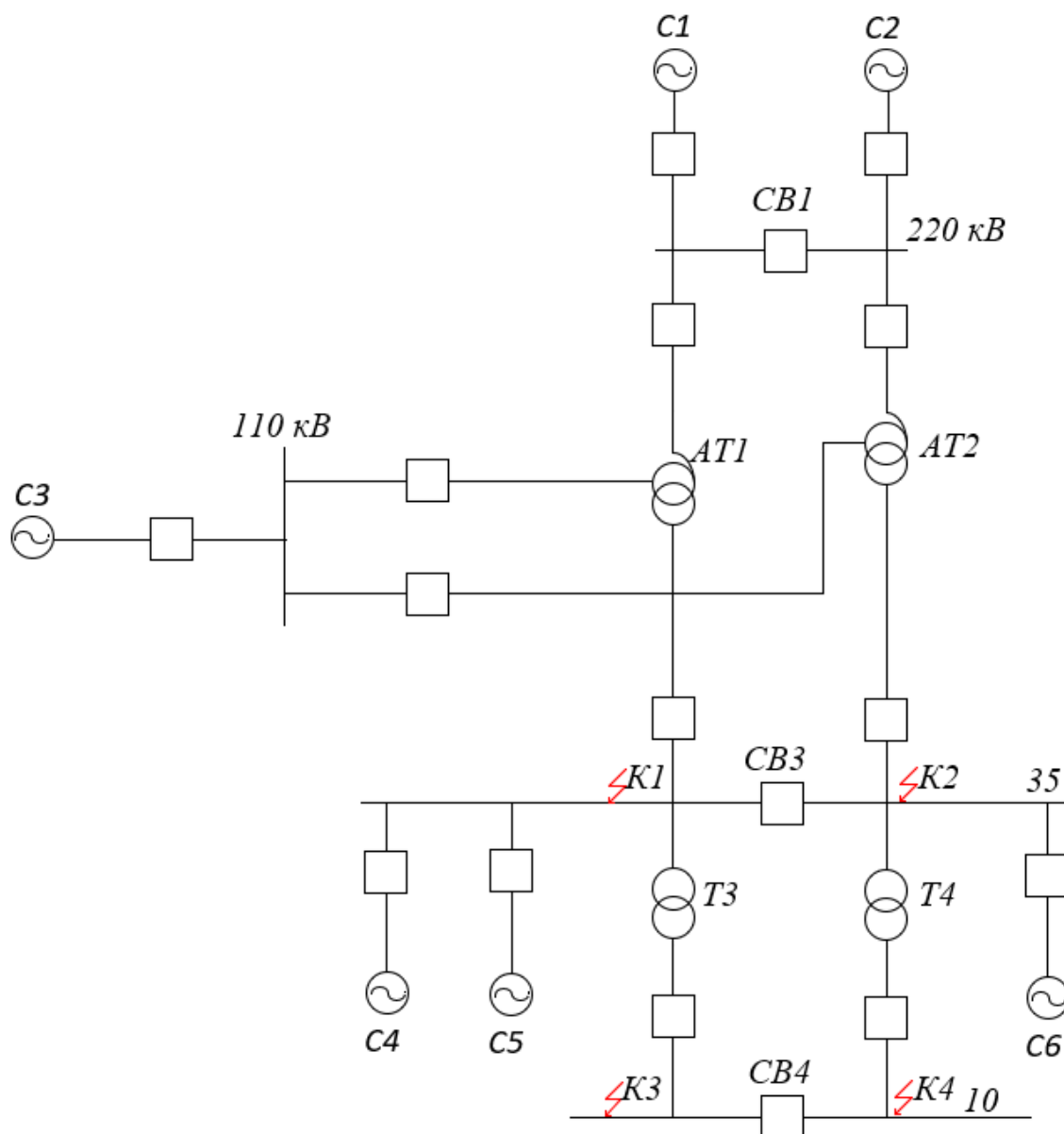


Рисунок 2 – Расчётная схема подстанции 220 кВ «Хвойная»

Схема замещения по исходным данным соответствует расчетной схеме и представляет собой совокупность соединенных схем замещения отдельных элементов в виде соответствующих сопротивлений. Все сопротивления соединяются между собой в той же последовательности, что и на расчетной схеме, а трансформаторные связи заменяются электрическими [22].

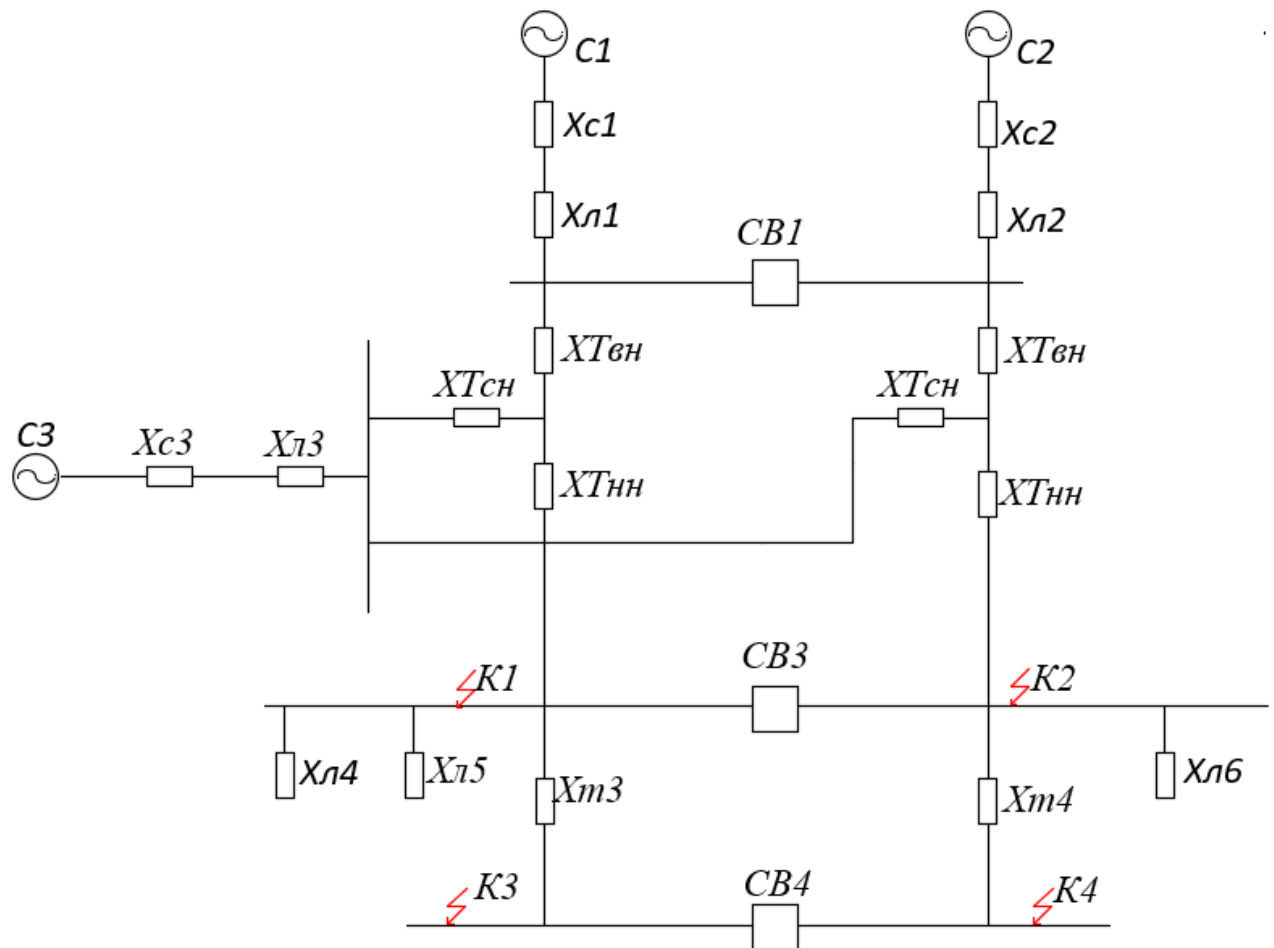


Рисунок 3 – Схема замещения подстанции 220 кВ «Хвойная» в максимальном режиме

В практических расчётах выполняются приближенные значения, позволяющие значительно быстрее и проще получить нужную схему замещения. Расчёт производится в системе относительных единиц.

2.1 Расчёт параметров схемы замещения

Схема электроснабжения сети с параметрами ЛЭП и таблицей выключателей, установленных на подстанции «Хвойная» изображена на рисунке

4.

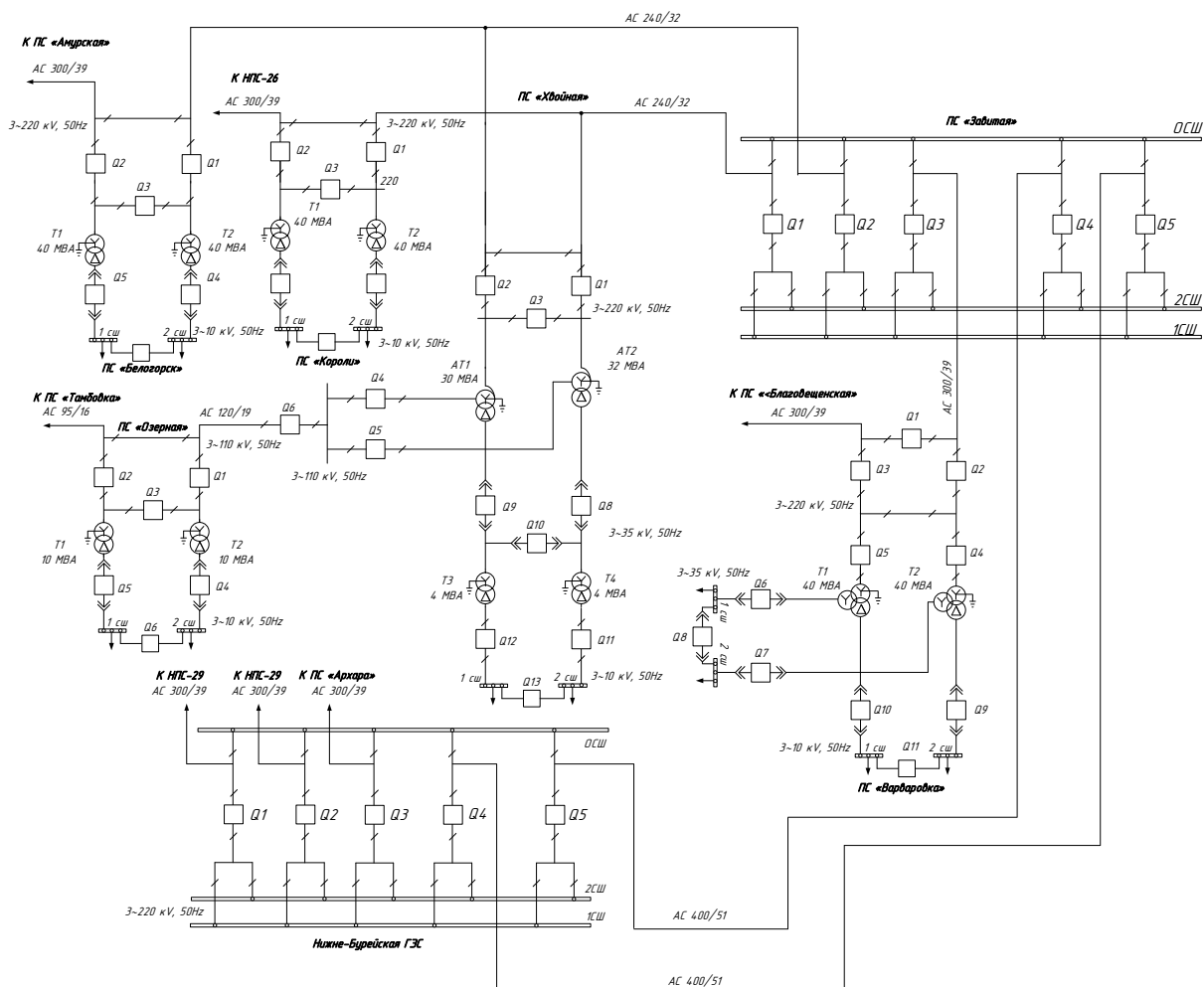


Рисунок 4 – Схема электроснабжения сети

В качестве исходных данных для расчета токов КЗ необходимы параметры проводов и длины ЛЭП, параметры силовых трансформаторов.

Данные по линиям приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Параметры ЛЭП

Наименование ЛЭП	Марка и сечение провода	Длина ЛЭП, км	R, Ом	X, Ом	$X_{\text{сис,}}$ Ом
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Белогорск/т – Завитая с отпайкой на ПС Хвойная	АС-240/32	119,70	1,448	52,069	25,055

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Короли/т – Завитая с отпайкой на ПС Хвойная	АС-240/32	52,30	0,633	22,75	28,253
ВЛ 110 кВ Хвойная – Озёрная	АС-120/19	36,7	0,914	15,194	45,363
ВЛ 35 кВ Хвойная – Таёжная	АС-70/11	6,8	0,291	2,938	25,259
ВЛ 35 кВ Хвойная – Смелое	АС-50/9	28,4	1,846	12,354	4,393
ВЛ 35 кВ Хвойная – Романовка	АС-95/16	16,3	0,499	6,862	16,839

Таблица 2 – Технические характеристики трансформаторов

Параметр	Значение
ПС Хвойная Т-3, Т-4	
Марка	ТМН 4000/35 У1
Номинальная мощность, МВА	4
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	35
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	11
Напряжение КЗ ВН-НН, %	7,5
Номинальный ток обмотки ВН, А	66
Номинальный ток обмотки НН, А	210
ПС Хвойная АТ-1	
Марка	АТДТГН 32000/220
Номинальная мощность, МВА	32
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	230
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	121
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	38,5
Напряжение КЗ ВН-СН, %	11
Напряжение КЗ ВН-НН, %	34
Напряжение КЗ СН-НН, %	21
ПС Хвойная АТ-2	
Марка	АТДТГН 30000/220
Номинальная мощность, МВА	30
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	230
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	121
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	38,5
Напряжение КЗ ВН-СН, %	11
Напряжение КЗ ВН-НН, %	28
Напряжение КЗ СН-НН, %	14

На основании исходных данных выполним расчет сопротивлений элементов схемы замещения:

$$X_{\text{сис}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз1}}} \quad (1)$$

$$X_{\text{сис1}} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 5,3} = 25,055 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{сис2}} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 4,7} = 28,253 \text{ Ом}$$

Рассчитаем сопротивление линии

$$R_{\text{лин1}} = r_0 \cdot L_{\text{лин1}} \quad (2)$$

$$X_{\text{лин1}} = x_0 \cdot L_{\text{лин1}} \quad (3)$$

$$Z_{\text{лин1}} = \sqrt{R_{\text{лин1}}^2 + X_{\text{лин1}}^2} \quad (4)$$

$$R_{\text{лин1}} = 0,306 \cdot 119,7 = 1,448 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{лин1}} = 0,435 \cdot 119,7 = 52,069 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{лин1}} = \sqrt{1,448^2 + 52,069^2} = 52,069 \text{ Ом}$$

Для определения относительных сопротивлений обмоток трансформаторов производится расчет соответствующих значений напряжения короткого замыкания обмоток трансформаторов по следующим формулам:

$$u_{\text{вАТ1}} = 0,5 \cdot (u_{\text{В-Н}} + u_{\text{В-С}} - u_{\text{С-Н}}) \quad (5)$$

$$u_{\text{сАТ1}} = 0,5 \cdot (u_{\text{В-С}} + u_{\text{С-Н}} - u_{\text{В-Н}}) \quad (6)$$

$$u_{\text{HAT1}} = 0,5 \cdot (u_{\text{B-H}} + u_{\text{C-H}} - u_{\text{B-C}}), \quad (7)$$

где $U_{\text{к.В}}$ – напряжение короткого замыкания обмотки высшего напряжения, %;

$U_{\text{к.С}}$ – напряжение короткого замыкания обмотки среднего напряжения, %;

$U_{\text{к.Н}}$ – напряжение короткого замыкания обмотки низшего напряжения, %.

$$u_{\text{BAT1}} = 0,5 \cdot (34 + 11 - 21) = 12\%$$

$$u_{\text{CAT1}} = 0,5 \cdot (11 + 21 - 34) = -1\%$$

$$u_{\text{HAT1}} = 0,5 \cdot (34 + 21 - 11) = 22 \%$$

$$X_{\text{BAT1}} = \frac{u_{\text{BAT1}}}{100\%} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \quad (8)$$

$$X_{\text{BAT1}} = \frac{12\%}{100\%} \cdot \frac{230^2}{32000} = 0,181 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{HAT1}} = \frac{22\%}{100\%} \cdot \frac{230^2}{32000} = 0,332 \text{ Ом}$$

Сопротивление двухобмоточного трансформатора:

$$X_{\text{T3}} = \frac{7,5\%}{100\%} \cdot \frac{35^2}{4000} = 0,023 \text{ Ом}$$

$$X_1 = X_{\text{сис1}} + Z_{\text{лин1}} + X_{\text{BAT1}} \cdot \left(\frac{230}{35}\right)^2 + X_{\text{HAT1}} = 85,315 \text{ Ом} \quad (9)$$

3 РАСЧЁТ ТОКОВ КЗ В СХЕМЕ

3.1 Расчет токов кз в точке К1

Схема замещения представлена на рисунке 5.

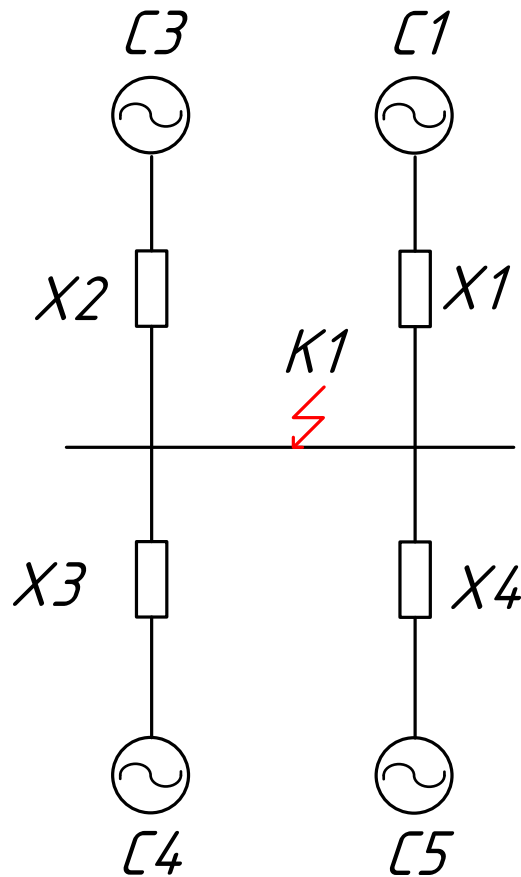


Рисунок 5 – Преобразованная схема замещения для точки К1

Рассчитаем сопротивление для точки К1, питаемое со стороны 220 Кв:

$$X_1 = X_{\text{сис1}} + Z_{\text{лин1}} + X_{\text{ВАТ1}} \cdot \left(\frac{230}{35}\right)^2 + X_{\text{НАТ1}} = 85,315 \text{ Ом} \quad (10)$$

Рассчитаем ток, протекающий со стороны первой системы

$$I_1 = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot X_1} \quad (11)$$

$$I_1 = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 85,315} = 1,556 \text{ кА} \quad (12)$$

Рассчитаем ток, протекающий со стороны 110 кВ:

$$X_2 = Z_{\text{лин3}} + X_{\text{НАТ1}} \cdot \left(\frac{110}{35}\right)^2 = 16,865 \text{ Ом} \quad (13)$$

$$I_2 = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot X_2} \quad (14)$$

$$I_2 = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 16,865} = 3,766 \text{ кА} \quad (15)$$

Рассчитаем токи, питающие со стороны 35 кВ:

$$X_3 = Z_{\text{лин3}} + X_{\text{сис3}} \quad (16)$$

$$X_4 = Z_{\text{лин4}} + X_{\text{сис4}} \quad (17)$$

$$X_3 = 12,491 + 4,393 = 16,884 \text{ Ом}$$

$$X_4 = 16,839 + 6,88 = 23,72 \text{ Ом}$$

$$I_3 = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot X_3} \quad (18)$$

$$I_3 = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 16,884} = 1,197 \text{ кА}$$

$$I_4 = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot X_4} \quad (19)$$

$$I_4 = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 23,72} = 0,852 \text{ кА}$$

Суммарный ток в точке К1:

$$I_{K1} = I_1 + I_2 + I_3 + I_4 \quad (20)$$

$$I_{K1} = 1,556 + 3,766 + 1,197 + 0,0852 = 7,371 \text{ кА}$$

Рассчитаем ударный ток в точке К1:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot K_{уд} \quad (21)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент принимаем равным 1,717;

$$I_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 7,371 \cdot 1,717 = 17,898 \text{ Ка}$$

Ток аperiodической составляющей

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} \quad (22)$$

где T_a – постоянная времени затухания, равная 0,15;

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 7,371 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,15}} = 9,752 \text{ Ка}$$

3.2 Расчет токов кз в точке К2

Преобразованная схема замещения представлена на рисунке 6.

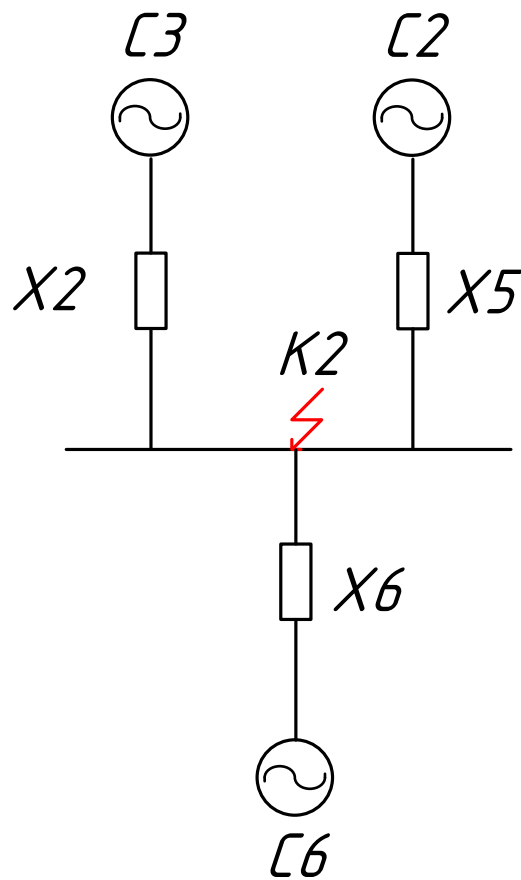


Рисунок 6 – Преобразованная схема замещения для точки К2

Проведем расчёт:

$$X_5 = X_{\text{сис1}} + Z_{\text{лин2}} + X_{\text{ВАТ1}} \cdot \left(\frac{230}{35}\right)^2 + X_{\text{НАТ1}} = 56,749 \text{ Ом} \quad (23)$$

Рассчитаем ток, протекающий со стороны второй системы

$$I_5 = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot X_5} \quad (24)$$

$$I_5 = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 56,749} = 2,34 \text{ кА}$$

Рассчитаем токи, питающие со стороны 35 кВ:

$$X_6 = Z_{\text{лин}5} + X_{\text{сис}6} \quad (25)$$

$$X_6 = 16,839 + 6,88 = 23,72 \text{ Ом}$$

$$I_6 = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 23,72} = 0,852 \text{ кА}$$

Суммарный ток в точке К2:

$$I_{K2} = I_2 + I_5 + I_6 \quad (26)$$

$$I_{K2} = 3,766 + 2,34 + 0,852 = 6,515$$

Рассчитаем ударный ток в точке К2 по формуле (21):

$$I_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 6,515 \cdot 1,717 = 15,82 \text{ Ка}$$

Ток апериодической составляющей по формуле (22):

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 6,515 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,15}} = 8,62 \text{ кА}$$

3.3 Расчет токов кз в точке К3

Преобразованная схема замещения представлена на рисунке 7.

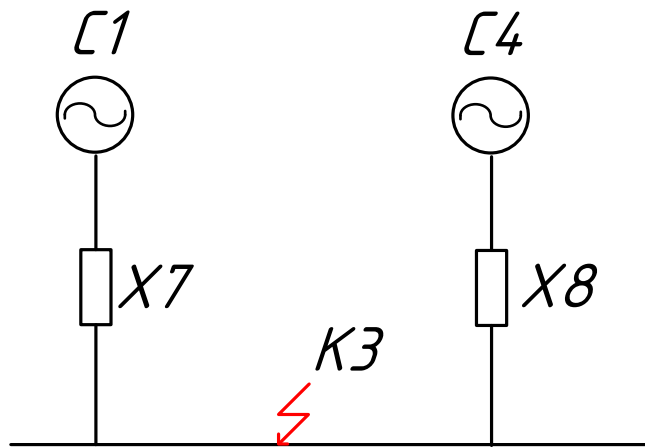


Рисунок 7 – Преобразованная схема замещения в точке КЗ

Проведем расчет:

$$X_7 = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} \cdot \left(\frac{230}{10,5} \right)^2 + X_{T3} \quad (27)$$

$$X_8 = \frac{X_3 \cdot X_4}{X_3 + X_4} \cdot \left(\frac{230}{10,5} \right)^2 + X_{T3} \quad (28)$$

$$X_7 = \frac{85,315 \cdot 16,884}{85,315 + 16,884} \cdot \left(\frac{230}{10,5} \right)^2 + 0,023 = 156,25 \text{ Ом}$$

$$X_8 = \frac{16,884 \cdot 23,72}{16,884 + 23,72} \cdot \left(\frac{35}{10,5} \right)^2 + 0,023 = 109,61$$

Рассчитаем токи, питающие точку КЗ:

$$I_7 = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 156,25} = 1,041 \text{ кА}$$

$$I_8 = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 109,61} = 0,447 \text{ кА}$$

Суммарный ток в точке КЗ:

$$I_{K3} = I_7 + I_8 \quad (29)$$

$$I_{K3} = 1,041 + 0,447 = 1,488 \text{ кА}$$

Рассчитаем ударный ток в точке КЗ по формуле (21):

$$I_{удз} = \sqrt{2} \cdot 1,488 \cdot 1,369 = 2,881 \text{ кА}$$

Ток апериодической составляющей по формуле (22):

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 1,488 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,01}} = 0,774 \text{ кА}$$

3.4 Расчет токов кз в точке К4

На рисунке 8 представлена преобразованная схема замещения.

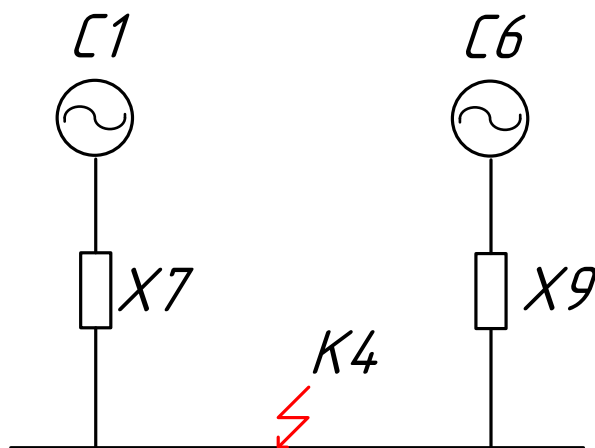


Рисунок 8 – Преобразованная схема замещения в точке К4

Проведем расчёт:

$$X_9 = X_6 + X_{ТЗ} \quad (30)$$

$$X_9 = 23,72 + 0,023 = 23,743 \text{ Ом}$$

Рассчитаем токи, питающие точку К3:

$$I_9 = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 23,743} = 1,196 \text{ кА}$$

Суммарный ток в точке К4:

$$I_{K4} = I_7 + I_9 \quad (31)$$

$$I_{K4} = 1,041 + 1,196 = 2,237 \text{ кА}$$

Рассчитаем ударный ток в точке К4 по формуле (21):

$$I_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 2,237 \cdot 1,369 = 4,331 \text{ кА}$$

Ток апериодической составляющей по формуле (22):

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 2,237 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,01}} = 1,164 \text{ Ка}$$

Расчет по всем точкам КЗ сведем в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчет токов КЗ в точках

	К1	К2	К3	К4
$I_{по}$	7,371	6,515	1,488	2,237
$I_{уд}$	17,898	5,82	2,881	4,331
i_{at}	9,572	8,62	0,774	1.164

4 ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ВСЕХ ПРИСОЕДИНЕНИЙ НА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВАХ ВСЕХ НАПРЯЖЕНИЙ ПС

Проверка электрооборудования на распределительных устройствах – это важная часть работы, которая помогает обеспечить надежную и безопасную эксплуатацию всего электрооборудования. На подстанциях, которые могут иметь разные уровни напряжения, необходимо тщательно проверять все соединения и подключения.

Эти проверки нужны не только для того, чтобы убедиться, что все работает, как задумано, но, и чтобы параметры электрооборудования соответствовали необходимым стандартам и проектным требованиям. Если оборудование не будет проверено, это может привести к разным проблемам, которые могли бы быть избегнуты по мере осуществления регулярной проверки.

В процессе таких проверок специалисты осматривают, как работают устройства, и сверяют их параметры с теми, что прописаны в документах. Это включает в себя множество разных задач: от визуального осмотра до испытаний и замеров. Все это в конечном итоге помогает поддерживать безопасность и надежность электроустановок, что крайне важно для бесперебойной работы всей системы.

Во время проверки анализируются технические характеристики основного оборудования, включая выключатели, трансформаторы тока и напряжения. Также осматриваются устройства релейной защиты и автоматики. Важно убедиться, что номинальные и предельные токи и напряжения, а также другие параметры оборудования соответствуют расчетам, сделанным на этапе проектирования и расчета токов короткого замыкания.

4.1 Проверка существующего первичного оборудования напряжением 35 кВ

Выключатель ЗАН5314-2 — это вакуумный выключатель, предназначенный для защиты электрических цепей, отходящих от

автотрансформатора, от токов перегрузки и короткого замыкания. Такие выключатели широко применяются в промышленных и энергетических установках, где требуется надежная коммутация и защита трехфазных цепей [1].

Основные характеристики:

- Тип: автоматический выключатель (силовой);
- Количество полюсов: 3 (трехполюсный);
- Область применения: цепи переменного тока, отходящие от автотрансформаторов, распределительные щиты, главные и вторичные цепи промышленных установок;
- Номинальный ток: обычно в диапазоне от 16А до 630А (точное значение зависит от модификации);
- Номинальное напряжение: до 380/400 В (переменный ток);
- Отключающая способность: от 6 кА до 15 кА в зависимости от исполнения, что позволяет надежно защищать цепь даже при высоких токах короткого замыкания;
- Класс срабатывания: В, С или D (определяет чувствительность к перегрузкам и КЗ);
- Тип установки: стационарный монтаж в распределительных щитах или на монтажных панелях.

Принцип действия:

- В нормальном режиме через контакты выключателя проходит рабочий ток.
- При превышении допустимого тока (перегрузка) или возникновении короткого замыкания срабатывает расцепитель (тепловой или электромагнитный), который мгновенно размыкает контакты и отключает цепь от питания.
- После устранения причины срабатывания выключатель можно включить вручную.

Место установки и способ монтажа [23]:

- В распределительных устройствах, отходящих от автотрансформаторов, в главных и распределительных щитах промышленных объектов, подстанций, электростанций;

- Крепится на монтажную панель с помощью болтов или специальных креплений;

- Подключение производится клеммами под кабель или шины.

Схема подключения:

- К каждому из трех полюсов подводится один фазный провод от автотрансформатора, а с другой стороны — отходящие линии к нагрузкам.

Конструкция и составные части выключателя:

- Корпус: Изолирующий материал, защищающий внутренние элементы от внешних воздействий;

- Контактная система: Основные и дугогасительные контакты для коммутации цепи;

- Расцепители: Тепловой (от перегрузки) и электромагнитный (от короткого замыкания);

- Механизм управления: Рычаг или кнопка для ручного включения/отключения;

- Механизмы вспомогательной коммутации: Возможна установка независимого расцепителя для дистанционного отключения;

- Клеммы для подключения проводников или шин;

- Индикаторы положения: показывают, включен или отключен выключатель.

Назначения и преимущества:

- Защита отходящих линий от токов перегрузки и короткого замыкания;

- Возможность ручного и автоматического отключения цепи;

- Повышение пожарной и электрической безопасности оборудования и персонала;

- Возможность интеграции в автоматизированные системы управления и аварийного отключения.

Выключатель 3АН5314-2 предназначен для надежной защиты и коммутации цепей, отходящих от автотрансформатора. Он обеспечивает автоматическое отключение при аварийных режимах, прост в эксплуатации и обслуживании, состоит из контактной системы, расцепителей, корпуса и механизма управления. Устанавливается в распределительных щитах и шкафах, подключается к силовым цепям с помощью клемм или шин и может дополняться устройствами дистанционного отключения для повышения уровня автоматизации и безопасности [1].

Таблица 4 – Параметры выключателя 3АН5314-2 отходящий от АТ1

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.мах} = 527,863 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$I_{нт} = 7,371 \text{ кА}$	$I_{отк} = 25 \text{ кА}$	$I_{отк} \geq I_{нт}$
$I_{по} = 7,371 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{уд} = 17,898 \text{ кА}$	$I_{дин} = 51 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$I_{ат} = 9,572 \text{ кА}$	$I_{отк} = 25 \text{ кА}$	$I_{отк} \geq I_{ат}$
$B_k = 13,582 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4 \cdot 10^3 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Расчет электродинамической стойкости:

$$B_k = 7,371^2 \cdot (0,15 + 0,02 + 0,08) = 13,582 \text{ кА} \cdot \text{с}.$$

Таблица 5 – Параметры выключателя 3АН5314-2 отходящий от АТ2

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.мах} = 494,872 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$I_{нт} = 6,515 \text{ кА}$	$I_{отк} = 25 \text{ кА}$	$I_{отк} \geq I_{нт}$
$I_{по} = 6,515 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{уд} = 15,82 \text{ кА}$	$I_{дин} = 51 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$I_{ат} = 8,62 \text{ кА}$	$I_{отк} = 25 \text{ кА}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$B_k = 10,611 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4 \cdot 10^3 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Расчет электродинамической стойкости:

$$B_k = 6,515^2 \cdot (0,15 + 0,02 + 0,08) = 10,611 \text{ кА} \cdot \text{с}.$$

Таблица 6 – Параметры секционного выключателя ЗАН5314-2

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.мах} = 527,863 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$I_{nt} = 7,371 \text{ кА}$	$I_{отк} = 25 \text{ кА}$	$I_{отк} \geq I_{nt}$
$I_{по} = 7,371 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{уд} = 17,898 \text{ кА}$	$I_{дин} = 51 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$I_{at} = 9,572 \text{ кА}$	$I_{отк} = 25 \text{ кА}$	$I_{отк} \geq I_{at}$
$B_k = 58,71 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4 \cdot 10^3 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Данные вакуумные и секционные выключатели по условиям выбора проходят.

ТОЛ-СЭЩ-35 – это опорный измерительный трансформатор тока, предназначенный для работы в цепях переменного тока напряжением до 35 кВ, в том числе для отходящих линий второй секции шин на подстанциях [24].

Предназначен для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления, а также для использования в цепях коммерческого учета электроэнергии.

Принцип действия основан на электромагнитной индукции: первичная обмотка пропускает ток высокого напряжения, а во вторичной формируется пропорциональный ток пониженном уровне (обычно 1 или 5 А), безопасный для измерительных и защитных устройств [24].

Трансформатор обеспечивает гальваническую развязку между высоковольтной и вторичной цепями, изолируя оборудование и персонал от высокого напряжения.

Конструкция и состав:

- Корпус: литой из эпоксидного компаунда, выполняет функции главной изоляции и защиты от механических и климатических воздействий;
- Обмотки: первичная обмотка расположена сверху, вторичные – внизу, каждая на своем магнитопроводе;
- Изоляция: твердый диэлектрик, стойкий к частичным разрядам, соответствует современным требованиям по безопасности;

- Изолирующие барьеры: для уменьшения расстояния между фазами и повышения электрической прочности;
- Клеммы: для подключения первичных и вторичных цепей.
- Маркировка: на корпусе указывается тип, класс точности, номинальные токи и климатическое исполнение.

Условия эксплуатации:

- Устанавливается в комплектных распределительных устройствах (КРУ), сборных камерах одностороннего обслуживания (КСО), открытых распределительных устройствах (ОРУ) класса 35 кВ;
- Может эксплуатироваться как внутри помещений, так и на открытом воздухе, в условиях повышенной влажности и широкого диапазона температур;
- Допускается любое положение в пространстве, что упрощает монтаж;
- Не требует обслуживания в течение всего срока службы, кроме периодического осмотра.

Преимущества:

- Высокая термическая и электродинамическая стойкость;
- Расширенный диапазон номинальных токов (до 3000 А);
- Устойчивость к климатическим и механическим воздействиям;
- Возможность работы в системах коммерческого учета и автоматизации.

ТОЛ-СЭЩ-35 — это современный, надежный и универсальный трансформатор тока для высоковольтных подстанций, обеспечивающий точные измерения, защиту и изоляцию вторичных цепей, в том числе для отходящих линий секций шин автотрансформатора [24].

Проверим трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-35.

Таблица 7 – Вторичная нагрузка на трансформаторах тока ТОЛ-СЭЩ-35

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам		
		А	В	С
Цифровой амперметр	DEKraft 50328DEK	2	2	2
Счетчик активной энергии	ЦЭ 6812	15	15	15
Счетчик реактивной энергии	ЦЭ 6812	15	15	15
Итого		32	32	32

Определим сопротивление провода:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (32)$$

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

Выразим из выражения $r_{\text{пр}}$:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (33)$$

Находим номинальное вторичное сопротивление:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{н}}^2} \quad (34)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{50}{5^2} = 3,6 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{32}{5^2} = 1,28 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{пр}} = 3,6 - 1,28 - 0,1 = 2,22 \text{ Ом}.$$

Находим минимальное сечение провода

$$S_{\text{min}} = \frac{0,0283 \cdot 40}{2,22} = 5,099 \text{ мм}^2;$$

Принимаем контрольный кабель КВВГЭ сечением 2,5 мм².

Таблица 8 – Параметры трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-35 для второй секции шин классом точности 0,5

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.мах} = 527,863 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$I_{уд} = 17,898 \text{ кА}$	$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$B_k = 13,582 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4,8 \cdot 10^3 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$r_{приб} = 2,22 \text{ Ом}$	$Z_{ном} = 3,6 \text{ Ом}$	$Z_{ном} \geq r_{приб}$

Трансформатор напряжения GE-36 – однофазный индуктивный трансформатор напряжения с литой изоляцией, предназначенный для работы в сетях переменного тока промышленной частоты (50 Гц) с номинальным напряжением до 35 кВ,. Используется для передачи измерительной информации приборам учета, защиты и управления, а также для изоляции вторичных цепей от высоковольтных шин [25].

GE-36 работает по принципу электромагнитной индукции: переменное напряжение на первичной обмотке создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, который индуцирует во вторичной обмотке пропорциональное пониженное напряжение. Это позволяет безопасно подключать измерительные приборы и устройства защиты к высоковольтным цепям, обеспечивая гальваническую развязку.

Конструкция и состав:

- Корпус: Литой из эпоксидного компаунда, выполняет функции основной изоляции и защиты от внешних воздействий;
- Первичная обмотка: Один вывод изолирован, другой заземляется при эксплуатации;
- Вторичные обмотки: Одна или две для измерения, одна дополнительная для защиты; размещены на общем магнитопроводе и выведены в контактную коробку с пломбируемой крышкой;
- Магнитопровод: изготавливается из электротехнической стали, обеспечивает эффективную передачу магнитного потока;

- Клеммы: для подключения первичной и вторичных цепей, заземляющая клемма с винтом М8;

- Контактная коробка: защищает выводы вторичных обмоток, предотвращает несанкционированный доступ.

Место установки на открытых распределительных устройствах (ОРУ) или внутри комплектных распределительных устройств (КРУ) на подстанциях 35 кВ, в том числе на отходящих линиях второй секции шин. Устанавливается на основании или фундаменте, крепится болтами. Подключение к шинам производится через высоковольтные выводы, вторичные цепи подключаются к измерительным и защитным устройствам. Не требует обслуживания, кроме периодического осмотра. Работает в широком диапазоне температур и влажности [25].

Назначение и преимущества:

- Передача точных значений напряжения на измерительные приборы, релейную защиту и автоматику;

- Гальваническая развязка между высоковольтными и низковольтными цепями;

- Высокая надежность и стойкость к климатическим и механическим воздействиям;

- Возможность работы в системах коммерческого учета электроэнергии и автоматизации.

Трансформатор напряжения GE-36 — это современное, надежное устройство для измерения и защиты в высоковольтных сетях до 35 кВ. Он обеспечивает точную передачу напряжения на вторичные цепи, изоляцию и безопасность персонала и оборудования, прост в монтаже и эксплуатации, устойчив к климатическим и механическим воздействиям, что делает его оптимальным выбором для применения на подстанциях и распределительных устройствах [25].

Проверим трансформаторы напряжения 35кВ. На трансформаторах тока под вторичной нагрузкой используется вольтметр, счетчик активной и реактивной энергии, а также регистрирующий вольтметр.

Таблица 9 – Вторичная нагрузка на трансформаторе напряжения

Название прибора	Вид	S, ВА	Число обмоток	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
					P	Q
Вольтметр	Э-350	2	2	1	4	
Счетчик активной энергии	ЦЭ 6812	10	2	5	50	49,5
Счетчик реактивной Энергии	ЦЭ 6812	10	2	5	50	49,5
Регистрирующий вольтметр	ЦЭ 6812	10	1	1	10	9,7
Итого					114	108,7

Суммарная мощность:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{124^2 \cdot 108,7^2} = 157,517 \text{ ВА}$$

Таблица 10 – Параметры трансформатора напряжения GE-36 для второй секции шин классом точности 0,5

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$S_{\Sigma} = 157,517 \text{ ВА}$	$S_{ном} = 300 \text{ ВА}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$

Проверка изоляторов.

Выбирается изолятор ИОС-35-500.

ИОС-35-500 — это опорно-стержневой фарфоровый изолятор, предназначенный для изоляции и механического крепления токоведущих частей в электроустановках переменного тока напряжением до 35 кВ, частотой до 100 Гц. Применяется в распределительных устройствах, на подстанциях, в токопроводах и электрических аппаратах.

Изоляционная часть – монолитный фарфоровый стержень с ребрами для увеличения пути утечки и стойкости к загрязнению.

Арматура – высокопрочные чугунные фланцы с антикоррозионным покрытием, закрепленные на концах изолятора с помощью цементно-песчаного состава.

Герметизация – армировочные швы защищены силиконовым герметиком для предотвращения проникновения влаги.

Изолятор ИОС-35-500 обеспечивает электрическую изоляцию между токоведущими частями и заземленными конструкциями, а также служит опорой для крепления шин, проводов и других элементов. Благодаря фарфоровому корпусу с ребрами увеличивается путь утечки и повышается надежность в условиях загрязнения и влажности.

Место установки:

Комплектные распределительные устройства (КРУ), открытые распределительные устройства (ОРУ), шинопроводы, токопроводы, высоковольтные аппараты и подстанции 35 кВ.

Способ монтажа:

Крепится нижним фланцем к опорной конструкции (металлоконструкция, основание оборудования). Верхний фланец служит для крепления шин, проводов или элементов токоведущей части. Установка производится на ровное, очищенное основание, затяжка болтов – равномерная и попеременная для предотвращения перекоса [10].

Эксплуатация и обслуживание:

Не требует постоянного обслуживания, кроме периодического осмотра, очистки от загрязнений и контроля креплений. Срок службы – до 35 лет благодаря медленному старению фарфора и высокой механической прочности. Изоляторы не горючи, устойчивы к экстремальным температурам и воздействию окружающей среды [11].

Назначение и преимущества:

– Изоляция и механическое крепление токоведущих частей;

- Высокая механическая и электрическая прочность;
- Стойкость к загрязнению и атмосферным воздействиям;
- Соответствие современным стандартам безопасности и надежности.

ИОС-35-500 – надежный и долговечный опорно-стержневой фарфоровый изолятор для электроустановок 35 кВ. Он обеспечивает безопасную изоляцию и крепление токоведущих частей, устойчив к механическим и климатическим нагрузкам, прост в монтаже и эксплуатации, что делает его стандартным выбором для подстанций и распределительных устройств.

Расчетная сила изолятора:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{I_{\text{уд}}^2}{a} \cdot 10^{-7} \quad (35)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{17898^2}{0,5} \cdot 10^{-7} = 110,968 \text{ Н.}$$

Определим высоту изолятора:

$$H = H_{\text{из}} + b + \frac{h}{2} \quad (36)$$

$$H = 440 + 16 + \frac{500}{2} = 478 \text{ мм.}$$

Определим поправочный коэффициент на высоту шины:

$$K_h = \frac{H}{H_{\text{из}}} \quad (37)$$

$$K_h = \frac{478}{440} = 1,086$$

Расчетная сила изолятора, расположенного на ребро:

$$F_{\text{расч}} = K_h \cdot F_{\text{и}} \quad (38)$$

$$F_{\text{расч}} = 1,086 \cdot 110,968 = 120,511 \text{ Н.}$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{и}} \quad (39)$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 2000 = 1200 \text{ Н.}$$

Данный изолятор по условию выбора проходит.

Проверка ОПН.

ОПН-35/40,5 – это ограничитель перенапряжения нелинейный (ОПН), предназначенный для защиты электрооборудования распределительных устройств класса напряжения 35 кВ от атмосферных и коммутационных перенапряжений. Применяется в сетях переменного тока частотой 50 Гц с изолированной или компенсированной нейтралью. ОПН-35/40,5 защищает изоляцию оборудования (трансформаторов, выключателей, шин, кабелей) от перенапряжений, возникающих при грозовых разрядах или коммутационных процессах. Принцип действия основан на использовании нелинейных металлооксидных варисторов (на основе оксида цинка): при нормальном напряжении варисторы имеют очень высокое сопротивление, практически не пропускают ток. При перенапряжении их сопротивление резко падает, они пропускают импульсный ток в землю, ограничивая уровень напряжения на защищаемом оборудовании [11].

Конструкция и состав:

Варисторная колонка – основной элемент, выполненный из оксида цинка, определяет защитные свойства устройства. Корпус – стеклопластиковая труба с внешней кремнийорганической оболочкой с оребрением, обеспечивающей высокую стойкость к загрязнению и атмосферным воздействиям. Контактные

фланцы – металлические элементы для крепления и подключения к шинам и заземлению.

Герметизация — корпус герметичен, защищает варисторы от влаги и пыли, что критично для сохранения характеристик.

Место установки:

Открытые и закрытые распределительные устройства (ОРУ, КРУ), подстанции 35 кВ, отходящие линии, секции шин, вводы трансформаторов и другое высоковольтное оборудование [11].

Крепится вертикально на металлических конструкциях или специальных опорных стойках. Один вывод подключается к защищаемой фазе, второй — к заземлению. Установка допускается на открытом воздухе и внутри помещений, корпус рассчитан на работу в условиях сильного загрязнения и экстремальных температур.

Преимущества и особенности:

Полное отсутствие искровых промежутков (в отличие от вентильных разрядников), что обеспечивает быстрое и надежное срабатывание. Компактные размеры и небольшой вес. Высокая стойкость к загрязнению, атмосферным и механическим воздействиям. Долговечность, неизменность характеристик в течение всего срока службы. Простота монтажа и обслуживания.

ОПН-35/40,5 — это современный ограничитель перенапряжения для сетей 35 кВ, обеспечивающий эффективную защиту оборудования от опасных импульсных перенапряжений. Он состоит из варисторной колонки в герметичном корпусе с оребрением, отличается высокой надежностью, простотой установки и эксплуатации, устойчив к климатическим и механическим воздействиям, что делает его стандартным выбором для подстанций и распределительных устройств [11].

Таблица 11 – Параметры ОПН-35/40,5

Напряжение сети	35 кВ
Допустимое напряжение	40,5 кВ
Номинальный разрядный ток	10 кА
Пропускная способность	400 А

Выбор по наибольшему длительному допустимому рабочему напряжению:

$$U_{\text{нр.с}} = \frac{1.15 \cdot U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}} \quad (40)$$

$$U_{\text{нр.с}} = \frac{1.15 \cdot 35}{\sqrt{3}} = 23,2 \text{ кВ}$$

Находим испытательное напряжение, испускаемое коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования.

$$U_{\text{исп.к}} = \frac{1.71 \cdot U_{\text{исп50}}}{1,2} \quad (41)$$

$$U_{\text{исп.к}} = \frac{1.71 \cdot 35}{1,2} = 121 \text{ кВ}$$

Энергия, пропускаемая ОПН во время грозового импульса в сетях 3-35 кВ определяется следующим способом:

Определяется величина неограниченных перенапряжений:

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot C \cdot \left[(K_{\text{п}} \cdot 0,82 \cdot U_{\text{нр}})^2 - (1,77 \cdot U_{\text{нд}})^2 \right] \quad (42)$$

где C – емкость кабельной линии;

$K_{\text{п}}$ – кратность резонансных перенапряжений

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot C \cdot \left[(K_{\text{п}} \cdot 0,82 \cdot U_{\text{нр}})^2 - (1,77 \cdot U_{\text{нд}})^2 \right] \quad (43)$$

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot 0,4 \cdot [(2,5 \cdot 0,82 \cdot 35)^2 - (1,77 \cdot 37,5)^2] = 148,484 \text{ кДж}$$

Определим удельную энергоемкость ОПН

$$\mathcal{E}'' = \frac{148,484}{35} = 4,242 \text{ кДж}$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределе 3,2:4,5 кДж/кВ

Выбор высокочастотного заградителя.

ВЗ-1250-0,5 УХЛ-1 — это мощный высокочастотный заградитель (ВЗ), предназначенный для работы на линиях электропередачи класса напряжения 110–330 кВ с номинальным током до 1250 А. Используется для организации высокочастотных каналов связи по ВЛ, защиты каналов связи от влияния подстанционного оборудования и обеспечения эффективного заграждения сигнала в заданной полосе частот [5].

ВЗ-1250-0,5 предназначен для ослабления шунтирующего воздействия оборудования и шин подстанций на высокочастотный тракт, эффективного заграждения (фильтрации) высокочастотных сигналов в заданной полосе частот, чтобы ВЧ-сигнал не уходил за пределы линии электропередачи и для защиты оборудования ВЧ-связи от перенапряжений.

ВЗ представляет собой фильтр, который пропускает ток промышленной частоты (50 Гц), но создает большое сопротивление для токов в выбранной полосе ВЧ (например, 36–1000 кГц). Это достигается благодаря сочетанию индуктивности реактора и элемента настройки (конденсатора). При возникновении перенапряжений защитное устройство (ОПН) ограничивает амплитуду импульсов, защищая ВЗ и оборудование [5].

Реактор заградителя (РЗ) – катушка индуктивности из алюминиевого многожильного провода, рассчитанная на длительный ток 1250 А и индуктивность 0,5 мГн. Элемент настройки (ЭНУ 0,5-40) — определяет полосу частот заграждения, выполнен в герметичном корпусе, заполнен электроизоляционным компаундом.

Ограничитель перенапряжения нелинейный (ОПН) – подключён параллельно РЗ и ЭНУ, защищает от грозовых и коммутационных перенапряжений. Корпус – обеспечивает механическую защиту и естественное воздушное охлаждение. Дополнительные элементы – противокоронные кольца, сетки от птиц, пьедестал для установки.

Устанавливается в расщелку фазного провода высоковольтной линии электропередачи (ВЛ) на подстанциях, в распределительных устройствах.

Подключение – последовательно в линию, элемент настройки и ОПН – параллельно реактору.

Эксплуатация:

- Не требует обслуживания, кроме периодического осмотра;
- Запрещено использовать во взрывоопасных и агрессивных средах.

Преимущества:

- Высокая надежность и долговечность;
- Эффективная фильтрация ВЧ-сигналов в широком диапазоне частот;
- Защита от перенапряжений;
- Соответствие стандартам по климатической и механической стойкости.

ВЗ-1250-0,5 УХЛ-1 – это мощный и надежный высокочастотный заградитель для ВЛ 110–330 кВ, обеспечивающий эффективную фильтрацию ВЧ-сигналов, защиту оборудования связи и устойчивость к аварийным режимам. Состоит из реактора, элемента настройки и нелинейного ограничителя перенапряжения, рассчитан на длительный ток 1250 А и индуктивность 0,5 мГн, имеет климатическое исполнение УХЛ-1 и широкий диапазон рабочих частот [5].

Таблица 12 – Параметры высокочастотного заградителя ВЗ-1250-0,5 УХЛ-1

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.мах} = 527,863 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$I_{уд} = 17,898 \text{ кА}$	$I_{дин} = 25 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$B_k = 13,582 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 9,61 \cdot 10^3 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

4.2 Проверка существующего первичного оборудования напряжением 10 кВ

ВПМ-10 — это высоковольтный маломасляный выключатель, предназначенный для работы в закрытых распределительных устройствах переменного тока на напряжение до 10 кВ и частотой 50/60 Гц. Применяется для включения и отключения электрических цепей под нагрузкой и при коротких замыканиях, а также для автоматического отключения при аварийных режимах [4].

Устройство и состав:

- Три полюса — каждый полюс установлен на двух опорных фарфоровых изоляторах, крепится к общей сварной раме.
- Дугогасительная камера — размещена внутри каждого полюса, где происходит гашение дуги потоком газомасляной смеси.
- Контактная система — подвижные и неподвижные контакты, розеточные контакты с дугостойкой металлокерамикой.
- Масляная система — малый объем трансформаторного масла (4,5 кг на выключатель), маслоуказатель для контроля уровня масла.
- Привод — электромагнитный (ПЭ-11) или пружинный (ПП-67), обеспечивает включение и отключение выключателя.
- Изоляционные перегородки — между полюсами для повышения электрической прочности и уменьшения габаритов.
- Механизм управления — вал с рычагами, изоляционные тяги, отключающие пружины, масляный и пружинный демпферы.
- Корпус — металлическая рама с крепежными отверстиями для монтажа в КСО или КРУ.

Принцип действия:

При размыкании контактов возникает электрическая дуга, которая гасится в дугогасительной камере потоком газомасляной смеси, образующейся при разложении масла под воздействием высокой температуры дуги. Включение

выключателя осуществляется за счет энергии привода (электромагнитного или пружинного), отключение — за счет энергии отключающих пружин.

Контроль и управление могут быть как ручными, так и дистанционными, поддерживается автоматическое повторное включение (АПВ).

Устанавливается на внутренние распределительные устройства (КСО, КРУ) на подстанциях и в промышленных электроустановках [4].

Способ монтажа:

Вертикально на металлическом основании, крепление болтами через специальные отверстия в раме. Подключение к приводу может быть средним или боковым, в зависимости от исполнения.

Особенности эксплуатации:

Поставляется в собранном и отрегулированном виде без масла, масло заливается на месте. Требуется периодического контроля уровня масла и состояния контактов.

Преимущества и особенности:

- Компактные размеры за счет маломасляного исполнения.
- Высокая надежность и устойчивость к коротким замыканиям.
- Простота обслуживания и ремонта.
- Возможность работы при низких температурах (до $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$) при наличии подогрева.
- Соответствие ГОСТ и современным требованиям по безопасности.

ВПМ-10 – это трехполюсный маломасляный выключатель для сетей 10 кВ, отличающийся высокой надежностью, эффективным гашением дуги, компактностью и простотой обслуживания. Используется в распределительных устройствах для защиты и управления электрическими сетями, состоит из трех полюсов с дугогасительными камерами, системы привода, масляной системы и металлической рамы [4].

Таблица 13 – Параметр выключателя ВПМ-10 ввод 1

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{уст}} = 10\text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10\text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$

1	2	3
$I_{\text{раб.мах}} = 230,94 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$
$I_{\text{нт}} = 1,488 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{нт}}$
$I_{\text{по}} = 1,488 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$
$I_{\text{уд}} = 2,881 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$
$I_{\text{ат}} = 0,774 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{ат}}$
$B_{\text{к}} = 0,642 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 3 \cdot 10^3 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

Расчет электродинамической стойкости:

$$B_{\text{к}} = 1,488^2 \cdot (1 + 0,1 + 0,01) = 2,458 \text{ кА} \cdot \text{с}.$$

Таблица 14 – параметр выключателя ВПМ-10 ввод 2

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{раб.мах}} = 230,94 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$
$I_{\text{нт}} = 2,237 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{нт}}$
$I_{\text{по}} = 2,237 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$
$I_{\text{уд}} = 4,331 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$
$I_{\text{ат}} = 1,164 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{ат}}$
$B_{\text{к}} = 2,458 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 3 \cdot 10^3 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

Расчет электродинамической стойкости:

$$B_{\text{к}} = 2,237^2 \cdot (1 + 0,1 + 0,01) = 5,554 \text{ кА} \cdot \text{с}.$$

Таблица 15 – параметр секционного выключателя ВПМ-10

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{раб.мах}} = 230,94 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$
$I_{\text{нт}} = 2,237 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{нт}}$
$I_{\text{по}} = 2,237 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$
$I_{\text{уд}} = 4,331 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$
$I_{\text{ат}} = 1,164 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{ат}}$
$B_{\text{к}} = 5,554 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 3 \cdot 10^3 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

Проверка разъединителя.

РВ-10 – это трехполюсный разъединитель внутренней установки для электрических сетей напряжением до 10 кВ, предназначенный для включения и отключения участков цепи без нагрузки, изменения схем соединения и обеспечения видимого разрыва цепи для безопасного обслуживания оборудования [16].

Включение и отключение под напряжением участков цепи при отсутствии нагрузочного тока. Изменение схемы соединения в распределительных устройствах. Обеспечение видимого разрыва цепи для безопасного обслуживания. Включение и отключение зарядных токов линий, тока холостого хода трансформаторов и малых нагрузок.

Разъединитель состоит из трех токопроводов (по числу фаз), каждый из которых имеет неподвижный и подвижный контакт. При вращении приводного вала с помощью ручного привода ПР-10 происходит одновременное включение или отключение всех трех контактных ножей. Включение и отключение осуществляется вручную, фиксация положения — механическая. При размыкании формируется видимый изоляционный промежуток между контактами, что обеспечивает безопасность работ [16].

Устройство и состав:

- Три полюса, каждый полюс установлен на опорных фарфоровых изоляторах, объединённых на одной металлической раме.
- Неподвижные контакты из медных шин, закрепленных на изоляторах.
- Подвижные контактные ножи коробчатой формы, соединены с приводом через рычаги и тяги.
- Пружины обеспечивают необходимое контактное усилие.
- Приводной вал, обеспечивает одновременное срабатывание всех полюсов.
- Ручной привод ПР-10, для управления разъединителем, с возможностью фиксации в обоих положениях и блокировки замками.
- Изоляция – фарфоровые изоляторы для крепления токоведущих частей и обеспечения электрической прочности.

Дополнительные элементы:

- Возможность установки стационарных заземлителей (модификации РВЗ, РВФЗ).

- Механические и электромагнитные блокировки для предотвращения ошибочных операций.

Устанавливается внутри комплектных трансформаторных подстанций (КТП), камер одностороннего обслуживания (КСО), комплектных распределительных устройств (КРУ).

Способ монтажа:

- Крепится на металлической раме или основании внутри распределительного устройства.

- Подключение шин и кабелей осуществляется болтовыми соединениями к неподвижным контактам.

- Установка обычно вертикальная.

Условия эксплуатации:

- Температура эксплуатации: от -60 до $+45^{\circ}\text{C}$ (исполнение УХЛ2).

- Высота установки: до 1000 м над уровнем моря.

- Предназначен для работы в помещениях или под навесом, защищён от прямого воздействия осадков.

Преимущества и особенности:

- Простота конструкции и обслуживания.

- Надёжность, долговечность, высокая механическая прочность.

- Обеспечение видимого разрыва цепи.

- Возможность блокировки и фиксации положений.

- Возможность комплектации заземлителями и различными приводами.

РВ-10 – это внутренний трехполюсный разъединитель для сетей 10 кВ, предназначенный для безопасного отключения и изменения схемы соединения без тока нагрузки. Он состоит из трех полюсов с контактной системой, приводного механизма, изоляторов и рамы, управляется ручным приводом,

обеспечивает видимый разрыв цепи и широко применяется в распределительных устройствах и подстанциях среднего напряжения [16].

Таблица 16 – Параметры разъединителя РВ-10

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.мах} = 230,94 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$I_{уд} = 4,331 \text{ кА}$	$I_{дин} = 51 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$B_k = 5,554 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 3 \cdot 10^3 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Проверка трансформаторов тока 10кВ.

ТПЛ-СВЭЛ/10/2 УХЛ2 – это однофазный опорно-проходной измерительный трансформатор тока с литой изоляцией, предназначенный для работы в сетях переменного тока напряжением до 10 кВ (наибольшее рабочее напряжение — 12 кВ), для передачи сигналов измерительной информации, релейной защиты, автоматики, сигнализации и коммерческого учета электроэнергии [7].

Назначение:

- Передача измерительной информации на приборы учета, защиты, автоматики, сигнализации и управления.
- Гальваническая развязка между высоковольтной и низковольтной цепями.
- Коммерческий учет электроэнергии.

Трансформатор тока преобразует высокий первичный ток в пропорционально меньший вторичный ток (1 или 5 А), безопасный для измерительных приборов. Принцип действия основан на явлении электромагнитной индукции: переменный ток в первичной обмотке создает магнитный поток, индуцирующий ток во вторичной обмотке.

Тип конструкции:

- Опорно-проходной, с литой изоляцией (эпоксидный компаунд).

Первичная обмотка:

- Выведена на боковые поверхности корпуса, имеет контактные площадки для болтового соединения.

Вторичные обмотки:

- Расположены в нижней части блока, каждая на своем магнитопроводе; для измерений и защиты.

- Выводы для измерений пломбируются крышкой.

Магнитопровод:

- Для каждой вторичной обмотки свой магнитопровод.

Корпус формируется литой изоляцией, обеспечивает защиту от влаги и механических воздействий.

Устанавливается внутри комплектных распределительных устройств (КРУ), камер сборных одностороннего обслуживания (КСО), на подстанциях 6–10 кВ, в том числе на отходящих линиях и секциях шин. Крепится на монтажную панель или основание. Рабочее положение – любое (вертикальное, горизонтальное и т.д.) [7].

Условия эксплуатации:

- В невзрывоопасной среде, не содержащей агрессивных газов и пыли в разрушающих концентрациях.

- Температура окружающей среды – от -60 до +55 °С.

Особенности и преимущества:

- Высокая точность и надежность.

- Компактные размеры и малый вес.

- Возможность выбора числа и назначения вторичных обмоток.

- Повышенные показатели термической и электродинамической стойкости.

- Не требует обслуживания в течение всего срока службы.

- Соответствие современным стандартам безопасности и учета.

ТПЛ-СВЭЛ/10/2 УХЛ2 – это современный опорно-проходной трансформатор тока для сетей 10 кВ, предназначенный для точного измерения, защиты и учета. Он отличается надежностью, универсальностью применения, высокой стойкостью к аварийным токам и широким температурным диапазоном

эксплуатации. Используется на подстанциях и в распределительных устройствах для второй секции шин и других цепей среднего напряжения [7].

Таблица 17 – Вторичная нагрузка на трансформаторах тока ТПЛ-СВЭЛ/10/2 УХЛ2

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	2	2	2
Счетчик активной энергии	ЭНИП	10	10	10
Счетчик реактивной энергии	ЭНИП	10	10	10
Итого		22	22	22

Определим сопротивление провода:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (44)$$

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

Выразим из выражения $r_{\text{пр}}$:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (45)$$

Находим номинальное вторичное сопротивление:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{н}}^2} \quad (46)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{40}{5^2} = 1,6 \text{ Ом.}$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{22}{5^2} = 0,88 \text{ Ом.}$$

$$r_{\text{пр}} = 1,6 - 0,88 - 0,1 = 0,62 \text{ Ом.}$$

Находим минимальное сечение провода

$$S_{\text{min}} = \frac{0,0283 \cdot 40}{0,62} = 1,826 \text{ мм}^2$$

Принимаем контрольный кабель КВВГЭ сечением 2,5 мм².

Таблица 18 – Параметры трансформатора тока ТПЛ-СВЭЛ/10/2 УХЛ2 для второй секции шин класс точности 0,5

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{раб.мах}} = 230,94 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$
$I_{\text{по}} = 2,237 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$
$B_{\text{к}} = 5,554 \text{ кА} \cdot \text{сА} \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4 \cdot 10^3 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$r_{\text{приб}} = 0,62 \text{ Ом}$	$Z_{\text{ном}} = 1,6 \text{ Ом}$	$Z_{\text{ном}} \geq r_{\text{приб}}$

Проверка трансформатора напряжения НАМИ-10-95 УХЛ-2.

НАМИ-10-95 УХЛ2 – это трехфазный антирезонансный масляный трансформатор напряжения, предназначенный для работы в электрических сетях переменного тока напряжением 10 кВ (наибольшее рабочее напряжение 12 кВ) с изолированной или неэффективно заземлённой нейтралью. Он используется для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления [26].

НАМИ-10-95 работает по принципу электромагнитной индукции: первичная обмотка подключается к высоковольтной сети, а во вторичных обмотках индуцируется пониженное, пропорциональное первичному, напряжение. Это напряжение безопасно для измерительных приборов и релейной защиты. Антирезонансная конструкция обеспечивает устойчивость к

феррорезонансным процессам, что особенно важно для сетей с изолированной нейтралью.

Конструкция и состав:

- Трёхфазный трехстержневой трансформатор прямой (обратной) последовательности и однофазный двухстержневой трансформатор нулевой последовательности.

- Маслобарьерная внутренняя изоляция: обмотки и магнитопроводы погружены в трансформаторное масло, что обеспечивает электрическую прочность и долговечность.

- Фарфоровая внешняя изоляция: защищает от атмосферных и механических воздействий.

- Компенсационная обмотка: соединена в замкнутый треугольник, служит для замыкания намагничивающих токов третьей гармоники и предотвращения резонансных явлений.

- Сильфонный компенсатор (для 35 кВ): компенсирует температурные изменения объема масла и служит предохранительным клапаном.

- Контактные выводы: для подключения к первичной и вторичным цепям.

- Маслоуказатель: контроль уровня масла.

Устанавливается внутри комплектных распределительных устройств (КРУ), шкафах КРУ (Н), на подстанциях 6–10 кВ, в сетях с изолированной или неэффективно заземленной нейтралью [26].

Особенности:

- Не вступает в феррорезонанс с емкостями сети, выдерживает любые однофазные замыкания на землю без ограничения длительности.

- Классы точности до 0,5 для измерений и 3,0 для дополнительной обмотки. Долговечность: срок службы не менее 30 лет.

- Выдерживает грозовые и коммутационные перенапряжения, сейсмостойкость не менее 9 баллов по шкале MSK.

- Широкий диапазон температур эксплуатации.

- Простота обслуживания и монтажа.

НАМИ-10-95 УХЛ2 — это надежный трехфазный антирезонансный масляный трансформатор напряжения для сетей 10 кВ, предназначенный для измерения, защиты, сигнализации и управления. Отличается устойчивостью к феррорезонансу, высокой точностью, прочной конструкцией, рассчитан на эксплуатацию в суровых климатических условиях и обладает длительным сроком службы [26].

Таблица 19 – Вторичная нагрузка на трансформаторе напряжения

Название прибора	Вид	S ВА	Число обмоток	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
					P	Q
Вольтметр	Э-350	2	2	1	4	
Счетчик активной энергии	ЦЭ 6812	10	2	8	80	77,6
Счетчик реактивной Энергии	ЦЭ 6812	10	2	8	80	77,6
Регистрирующий вольтметр	ЦЭ 6812	10	1	1	10	9,7
Итого					114	108,7

Суммарная мощность:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{174^2 + 164,9^2} = 234,965 \text{ ВА}$$

Таблица 20 – Параметры трансформатора напряжения НАМИ-10-95 УХЛ-2 для второй секции шин класс точности 0,5

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$S_{\Sigma} = 234,965 \text{ ВА}$	$S_{ном} = 400 \text{ ВА}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$

Проверка ОПН.

ОПН-10 УХЛ1 — это нелинейный ограничитель перенапряжений для сетей переменного тока 10 кВ, предназначенный для защиты электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. Климатическое исполнение

УХЛ1 позволяет эксплуатировать его в умеренном и холодном климате на открытом воздухе [8].

ОПН-10 УХЛ1 работает на основе оксидно-цинковых варисторов, которые обладают нелинейной вольт-амперной характеристикой:

- При нормальном напряжении сопротивление варисторов высокое (ток утечки – доли миллиампера).

- При перенапряжении сопротивление резко падает, пропуская импульсный ток в землю и ограничивая напряжение до безопасного уровня.

- После срабатывания автоматически возвращается в исходное состояние без искровых промежутков.

Конструкция:

- Варисторная колонка: последовательно соединенные диски из оксида цинка, обеспечивающие нелинейное сопротивление.

- Корпус: герметичный полимерный (кремнийорганическая резина) или фарфоровый, защищающий от влаги, УФ-излучения и механических повреждений.

- Изоляция: длина пути утечки 31 – 43 см, что предотвращает пробой при загрязнении.

Преимущества:

- Отсутствие искровых промежутков, что исключает сопровождающий ток.

- Высокая скорость срабатывания (наносекунды).

- Устойчивость к загрязнениям и экстремальным температурам.

- Не требует обслуживания, кроме визуального осмотра.

- Возможность замены устаревших разрядников (РВО, РВП).

ОПН-10 УХЛ1 – это современное решение для защиты сетей 10 кВ, сочетающее надежность, долговечность и простоту монтажа. Его нелинейные характеристики и герметичная конструкция делают его оптимальным выбором для работы в сложных климатических условиях [8].

Таблица 21 – параметры ОПН 10 УХЛ1

Напряжение сети	10 кВ
Допустимое напряжение	12 кВ
Номинальный разрядный ток	15 кА
Пропускная способность	1000 А

Выбор по наибольшему длительному допустимому рабочему напряжению:

$$U_{\text{нр.с}} = \frac{1.15 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 6,64 \text{ кВ}$$

Находим испытательное напряжение, испускаемое коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования:

$$U_{\text{исп.к}} = \frac{1.71 \cdot 10}{1,2} = 14,25 \text{ кВ}$$

Энергия, пропускаемая ОПН во время грозового импульса в сетях 3-35 кВ:

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot 1,1 \cdot [(2,5 \cdot 0,82 \cdot 10)^2 - (1,77 \cdot 10,5)^2] = 41,166 \text{ кДж}$$

Определим удельную энергоемкость ОПН:

$$\mathcal{E}'' = \frac{41,166}{10} = 4,117 \text{ кДж/кВ}$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределе 3,2:4,5 кДж/кВ.

Таблица 22 – выбор и проверка ОПН 10 УХЛ1

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$U_{\text{нр.с}} = 6,64 \text{ кВ}$	$U_{\text{доп}} = 12 \text{ кВ}$	$U_{\text{доп}} \geq U_{\text{нр.с}}$
$U_{\text{ост}} = 9,6 \text{ кВ}$	$U_{\text{исп.к}} = 14,25 \text{ кВ}$	$U_{\text{исп.к}} \geq U_{\text{ост}}$

Выбор и проверка изолятора.

ИО10-10 – это опорный фарфоровый изолятор для внутренней установки, предназначенный для изоляции и механического крепления токоведущих частей в электрических аппаратах, распределительных устройствах, на подстанциях и в токопроводах с номинальным напряжением до 10 кВ переменного тока частотой 50–60 Гц.

Изолятор ИО10-10 применяется для изоляции и крепления шин, проводников и других токоведущих частей в распределительных устройствах, электрических аппаратах, на подстанциях и в комплектных распределительных устройствах (КРУ), где требуется надежная изоляция на напряжение до 10 кВ.

Изолятор создает диэлектрический барьер между токоведущими элементами и заземленными конструкциями, предотвращая утечку тока и обеспечивая механическую устойчивость закрепленных элементов. При необходимости повышения электрической прочности и пути утечки поверхность изолятора может выполняться с рельефными ребрами.

Конструкция:

- Выполнена из высокопрочного электротехнического фарфора с наружной прозрачной глазурью, что обеспечивает высокую электрическую и механическую прочность и долговечность.
- Верхняя и нижняя части снабжены металлическими вставками (арматурой) из алюминиевого сплава с резьбовыми отверстиями для крепления шин и монтажа самого изолятора.
- Соединяют фарфоровую часть с арматурой, имеют влагостойкое покрытие для предотвращения проникновения влаги и коррозии.

Используется внутри помещений – в распределительных устройствах, на подстанциях, в КРУ, токопроводах, а также для комплектации высоковольтных предохранителей типа ПК, ПКТ.

Изолятор ИО10-10 – это надежный опорный фарфоровый изолятор для внутренней установки на напряжение до 10 кВ, предназначенный для изоляции и крепления токоведущих частей в распределительных устройствах и

электрических аппаратах. Отличается высокой электрической и механической прочностью, долговечностью, простотой монтажа и соответствует современным стандартам качества.

Выбор изоляторов ИО10-10.

Расчетная сила изолятора

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{64046^2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 406,1 \text{ Н.}$$

Определим высоту изолятора

$$H = 412 + 16 + \frac{500}{2} = 678 \text{ мм.}$$

Определим поправочный коэффициент на высоту шины:

$$K_h = \frac{678}{412} = 1,646$$

Расчетная сила изолятора, расположенного на ребро:

$$F_{\text{расч}} = 1,646 \cdot 406,1 = 668,441 \text{ Н.}$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н.}$$

Данный изолятор проходит по параметрам

5 ВЫБОР ТИПОВ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ЗАЩИТ, РАСЧЁТ УСТАВОК УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА

В последние годы в электроэнергетике наблюдается переход от электромеханических и электронных реле к микропроцессорным устройствам защиты (МПЗ), что связано с их существенными преимуществами:

- Высокая точность измерения параметров и временных интервалов;
- Многофункциональность и возможность интеграции различных видов защит в одном устройстве;
- Гибкость настройки и возможность дистанционного управления уставками;
- Повышенная надежность и самодиагностика;
- Возможность ведения журналов событий и аварий, а также интеграция с системами автоматизации.

В качестве основного устройства для реализации комплекса защит выбран микропроцессорный терминал «Сириус-Т» производства ЗАО «РАДИУС Автоматика». Это современное отечественное устройство, предназначенное для защиты двухобмоточных трансформаторов с высшим напряжением 35–220 кВ [19]. Устройство «Сириус-Т» обеспечивает выполнение следующих функций защиты и автоматики:

- Двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (основная и резервная);
- Максимальная токовая защита стороны высокого и низкого напряжения (МТЗ ВН и МТЗ НН);
- Газовая защита трансформатора и устройства регулирования под нагрузкой (РПН);
- Технологические защиты (от перегрузки, перегрева, неправильной работы РПН);
- Резервирование при отказе выключателя (УРОВ);
- Управление обдувом трансформатора, блокировка РПН;

– Ведение аварийного осциллографа и регистратора событий;

Выбор устройства «Сириус-Т» обусловлен его соответствием современным требованиям к РЗА, высокой надежностью, возможностью интеграции в цифровую среду подстанции, а также поддержкой всех необходимых видов защит для силового трансформатора. Модульная архитектура позволяет адаптировать устройство под конкретные задачи, а программируемые уставки и функции обеспечивают гибкость эксплуатации и настройку под особенности объекта защиты [22].

Таким образом, применение микропроцессорного устройства «Сириус-Т» позволяет реализовать комплексную, надежную и эффективную защиту силового трансформатора, соответствующую современным стандартам и требованиям энергосистемы.

5.1 Расчёт уставок релейной защиты

Дифференциальная токовая защита является быстродействующей защитой абсолютной селективности и выполняет функцию основной токовой защиты трансформатора.

Дифференциальная защита имеет две ступени: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания). Так как защиты трансформатора подключены к трансформаторам тока, установленным на стороне высшего напряжения трансформатора, поэтому необходимо знать, какие токи протекают по ним при повреждении на шинах низшего напряжения [18]. Приведение токов КЗ в точке К2 к стороне ВН трансформатора:

$$I_{K2}^{(3)ВН} = \frac{I_{K2}^{(3)НН}}{K_T} \quad (47)$$

где $I_{K2}^{(3)НН}$ – ток трехфазного короткого замыкания на шинах НН;

K_T – коэффициент трансформации силового трансформатора равный отношению номинальных напряжений – 37,5/10,5 кВ. Он приводит значение тока КЗ, найденного на ступени напряжения НН, к ступени напряжения ВН.

По формуле (47) ток трехфазного КЗ в максимальном режиме на шинах НН, приведенный к стороне ВН трансформатора, равен:

$$I_{K2MAX}^{(3)ВН} = \frac{1488}{37,5/10,5} = 417 \text{ А}$$

Ток трехфазного КЗ в минимальном режиме на шинах НН, приведенный к стороне ВН трансформатора, равен:

$$I_{K2MIN}^{(3)ВН} = \frac{1231}{37,5/10,5} = 344,68 \text{ А}$$

Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора.

Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности:

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ,ср}} \quad (48)$$

$$I_{НОМ37,5} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 61,584 \text{ А}$$

$$I_{НОМ10,5} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 219,943 \text{ А}$$

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{номВ}} = \frac{I_{\text{ном}}}{K_T} \quad (49)$$

$$I_{\text{номВ}37.5} = \frac{61,584}{100/5} = 3,079 \text{ А}$$

$$I_{\text{номВ}10.5} = \frac{219,943}{400/5} = 2,749 \text{ А}$$

Полученные результаты занесем в таблицу 23.

Таблица 23 – Выбор трансформаторов тока на сторонах защищаемого трансформатора

Наименование величины	Обозначение величины	Числовое значение для стороны	
		37,5 кВ	10,5 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{\text{ном}}$	61,584	219,943
Коэффициент трансформации трансформатора тока	K_T	100/5	400/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{\text{номВ}}$	3,079	2,749
Для ввода в устройство принимаются ближайшие величины токов с дискретностью 0,1 А	$I_{\text{номВН}} I_{\text{номНН}}$	3,1	2,8

Определим относительное значение тока:

$$I_{*кз.внеш}^{max} = \frac{I_{K2MAX}^{(3)ВН}}{I_{\text{ном}}^{ВН}} \quad (50)$$

$$I_{*кз.внеш}^{max} = \frac{417}{61,584} = 6,711 \text{ о.е}$$

Уставка дифференциальной отсечки:

$$I_{\text{диф}}/I_{\text{ном}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб(1)}} \cdot I_{* \text{кз.внеш}}^{\text{max}} \quad (51)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$K_{\text{нб(1)}}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ. Если на стороне ВН и на стороне НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать $K_{\text{нб(1)}}=0,7$.

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 6,711 = 5,688$$

Принимается ближайшая большая величина уставки дифференциальной отсечки $I_{\text{диф}}/I_{\text{ном}}=5,7$.

Действительный ток срабатывания дифференциальной отсечки:

$$I_{\text{диф}} = 5,7 \cdot I_{\text{ном}} \quad (52)$$

$$I_{\text{диф}} = 5,7 \cdot 61,584 = 412,613 \text{ А}$$

Проверим коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки на стороне ВН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к1МН}}^{(2)}}{I_{\text{диф}}} \quad (53)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{6121,933}{412,613} = 14,837 > 2$$

Отсюда следует, что дифференциальная отсечка устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности [22].

Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2)

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток, то ток срабатывания дифференциальной защиты:

$$I_{\text{диф}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{скв}} \quad (54)$$

$$I_{\text{диф}} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{\text{скв}} = 0,52 \cdot I_{\text{скв}}$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$K_{\text{сн.т}} = \frac{I_{\text{торм}}}{I_{\text{скв}}} = 1 - 0,5 \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}}) \quad (55)$$

$$K_{\text{сн.т}} = 1 - 0,5 \cdot 0,4 = 0,8$$

Коэффициент торможения в процентах:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot \frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{торм}}} = \frac{100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}})}{K_{\text{сн.т}}} \quad (56)$$

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot \frac{0,52}{0,8} = 65 \%$$

Вторая точка излома тормозной характеристики определяет размер второго участка тормозной характеристики. Принимаем $I_{\text{т1}}/I_{\text{ном}} = 2$.

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически, но необходимо убедиться, что первая точка не заходит за вторую.

Поэтому рассчитываем первую точку излома тормозной характеристики:

$$I_{T1}/I_{НОМ} = (I_{д1}/I_{НОМ}) \cdot \frac{100}{K_{ТОРМ}} \quad (57)$$

$$I_{T1}/I_{НОМ} \geq 0,3 \cdot \frac{100}{65} = 0,46$$

Условие $I_{T2}/I_{НОМ} > I_{T1}/I_{НОМ}$ – выполняется.

По известному значению тока трехфазного КЗ в минимальном режиме на стороне НН трансформатора, найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{K2MIN}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K2MIN}^{(3)ВН} \quad (58)$$

$$I_{K2MIN}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 344,68 = 298,502 \text{ А}$$

При одностороннем питании защищаемого трансформатора и при КЗ на стороне НН в зоне действия защиты ток со стороны НН отсутствует, поэтому относительное значение дифференциального тока, приведенное к номинальному току трансформатора:

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{K2MIN}^{(2)}}{I_{НОМ}} \quad (59)$$

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} = \frac{298,502}{61,584} = 4,847 \text{ о. е.}$$

Относительное значение тормозного тока в реле при этом КЗ:

$$\frac{I_{ТОРМ}}{I_{НОМ}} = 0,5 \cdot \frac{I_{K2MIN}^{(2)}}{I_{НОМ}} \quad (60)$$

$$\frac{I_{ТОРМ}}{I_{НОМ}} = 0,5 \cdot \frac{298,502}{61,584} = 2,424 \text{ о. е.}$$

Проверим коэффициент чувствительности дифференциальной защиты (ДЗТ-2) при КЗ на стороне НН по соотношению относительного дифференциального тока в реле к относительному току срабатывания защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{ДИФ}}}{I_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{I_{\text{Д1}}}{I_{\text{НОМ}}} \quad (61)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{4,847}{0,3} = 16,157 > 2$$

Отсюда следует, что дифференциальная защита (ступень ДЗТ-2) устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

Выбор уставок сигнализации небаланса в плечах защиты (ДЗТ-3).

ДЗТ-3 контролирует действующее значение дифференциального тока трех фаз. Если в течение времени, определяемого уставкой «Т, с» дифференциальный ток превышает уставку $I_{\text{диф}}/I_{\text{НОМ}}$, то загорается светодиод «Небаланс ДЗТ» и отображается соответствующая надпись на индикаторе. Также замыкаются контакты реле «Внешняя неисправность» и загорается светодиод «Внешняя неисправность», что сигнализирует возникновение внешней неисправности [18].

Обычно уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 (« $I_{\text{Д1}}/I_{\text{НОМ}}$ »), а уставка по времени - порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты. Параметры сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты ДЗТ-3 приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Параметры сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3) устройства «Сириус-Т»

Наименование параметра	Значение
Диапазон уставки по току (по отношению к $I_{ном}$ ВН)	0,1-2,0
Диапазон уставки по времени, с	1-999
Дискретность уставок по току, А	0,1
Дискретность уставок по времени, с	1
Основная погрешность срабатывания по току, от $I_{ном}$ %	± 5
Основная погрешность срабатывания по времени, от уставки, %	± 3

Рекомендуемые значения уставок $I_{д1}/I_{ном} = 0,1$; $T=10$ с.

Расчет уставок токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) защиты трансформатора.

Для защиты трансформаторов мощностью менее 6300 кВА, работающих одиночно, и трансформаторов мощностью менее 4000 кВА, работающих параллельно, устанавливается токовая отсечка.

Токовая отсечка устанавливается со стороны источника и получает питание, как правило, от тех же трансформаторов тока, что и максимальная токовая защита от внешних КЗ [18].

Уставка тока срабатывания токовой отсечки определяется из условия несрабатывания при повреждениях на отходящих линиях, со стороны нагрузки за трансформатором:

$$I_{ТО} = K_{ОТС} \cdot I_{К2МАХ}^{(3)ВН} \quad (62)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибку в определении токов, и необходимый запас, принимаем 1,3.

$$I_{ТО} = 1,3 \cdot 417 = 542,1 \text{ А}$$

Токовая отсечка контролирует три фазных тока и включена на трансформаторы тока с соединением в звезду. Ток срабатывания реле токовой отсечки (МТЗ-1 ВН):

$$I_{\text{ср.то}} \geq \frac{I_{\text{то}} \cdot K_{\text{отс}}}{K_{\text{тт.вн}}} \quad (63)$$

$$I_{\text{ср.то}} = \frac{542,1 \cdot 1}{100/5} = 27,105 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН может изменяться от 0,40 жл 200,00 А с дискретность. 0,01, поэтому за ток уставки токовой отсечки принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «Сириус-Т».

Принимаем $I_{\text{ср.то}} = 27,11$.

Необходимо рассчитать действительный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{\text{то}} = \frac{I_{\text{ср.то}} \cdot K_{\text{отс}}}{K_{\text{сх}}} \quad (64)$$

$$I_{\text{то}} = \frac{27,11 \cdot 100/5}{1} = 542,2 \text{ А}$$

Для проверки чувствительности необходимо знать двухфазный ток короткого замыкания на выводах 35 кВ трансформатора в минимальном режиме работы энергосистемы.

По известному значению тока трехфазного КЗ в минимальном режиме найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{\text{к1MIN}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,069 = 6122 \text{ А}$$

Проверим коэффициент чувствительной токовой отсечки при КЗ на стороне ВН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K1MIN}^{(2)}}{I_{TO}} \quad (65)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{6122}{542,2} = 11,29 > 1,2$$

Таким образом, выполняем резервную защиту трансформатора токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) с использованием устройства «Сириус-Т».

Так как уставка токовой отсечки выбрана, то токовая отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе, и поэтому выдержка времени токовой отсечки принимается 0,1 с.

Расчет уставок максимальной токовой защиты стороны ВН трансформатора (МТЗ-2 ВН).

МТЗ ВН используется для защиты от всех видов междуфазных коротких замыканий и для резервирования основных защит трансформатора, устанавливается на стороне высшего напряжения. МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки, в максимальном режиме [18].

Ток срабатывания МТЗ-2 ВН:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{зап}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{НОМ}} \quad (66)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки защиты (1,1-1,2);

$K_{\text{зап}}$ – коэффициент самозапуска двигателей 1,5;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата токового реле 0,92.

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,92} \cdot 61,584 = 120,49 \text{ А.}$$

Максимально-токовая защита подключена к тем же трансформаторам тока, что и токовая отсечка со схемой соединения в звезду. Ток срабатывания реле максимально-токовой защиты (МТЗ-2 ВН) определяется по формуле (63) равен:

$$I_{\text{ср.мтз}} \geq \frac{120,49 \cdot 1}{100/5} \cdot 61,584 = 6,025 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-2 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки токовой отсечки принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «Сириус-Т».

Принимаем $I_{\text{ср.мтз}} = 6,03$.

$$I_{\text{мтз}} = \frac{6,03 \cdot 100/5}{1} = 120,6 \text{ А}$$

Необходимо проверить коэффициент чувствительности МТЗ-2 при КЗ на стороне НН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{344,68}{120,6} = 2,858 > 1,5$$

Отсюда следует, что максимально-токовая защита (МТЗ-2 ВН) устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям чувствительности к МТЗ.

Выбираем время срабатывания МТЗ-2 ВН устройства «Сириус-Т»:

$$t_{\text{мтз}} = t_{\text{max}} + \Delta t \tag{67}$$

где t_{max} – максимальное время защит линий отходящих от шин НН трансформатора;

Δt – степень селективности, для учебных расчетов равна 0,5 с.

$$t_{\text{МТЗ}} = 1 + 0,5 = 1,5$$

Используем выдержку времени в МТЗ-2 ВН устройства «Сириус-Т»

Расчет уставок максимальной токовой защиты стороны НН трансформатора (МТЗ НН).

Резервная максимально токовая защита трансформатора устанавливается со стороны источника питания трансформатора. Для двухобмоточного трансформатора понизительной подстанции без источников питания на стороне НН нет необходимости использования МТЗ НН. Поэтому МТЗ НН выводится из действия, а уставки МТЗ НН задаются величинам максимально возможными в устройстве «Сириус-Т» [18].

Расчет уставок защиты от перегрузки трансформатора

Защита от перегрузки устанавливается, как правило, на питающей стороне трансформатора и действует на сигнал. Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток. Для удобства пользования в устройстве «Сириус-Т» можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН.

Уставки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, то есть приведение тока не используется.

Уставка сигнала перезагрузки:

$$I_{\text{пер}} \geq \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{НОМ.В}} \quad (68)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки защиты от перегрузки равен 1,05;

Для рассматриваемого трансформатора, номинальные вторичные токи на среднем ответвлении на сторонах ВН и НН равны 3,1 и 2,8. Расчетные значения уставки защиты от перегрузки равны:

$$I_{\text{пер.вн}} = \frac{1,05}{0,92} \cdot 3,1 = 3,538 \text{ А}$$

$$I_{\text{пер.нн}} = \frac{1,05}{0,92} \cdot 2,8 = 3,196 \text{ А}$$

Время действия защиты от перегрузок выбирается больше, чем время действия всех защит.

Время срабатывания защиты от перегрузки равно:

$$T_{\text{ПЕРЕГР}} = t_{\text{МТЗ}} + \Delta t \quad (69)$$

$$T_{\text{ПЕРЕГР}} = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени $T_{\text{ПЕРЕГР}}$ в устройстве «Сириус-Т»

Газовая защита трансформатора.

Газовая защита является наиболее чувствительной защитой трансформаторов от повреждений его обмоток и особенно витковых замыканий, на которые дифференциальная защита реагирует только при замыкании большого числа витков, а МТЗ и отсечка не реагируют совсем. Образование газов в кожухе трансформатора и движение масла в сторону расширителя могут служить признаком повреждения внутри трансформатора. Основным элементом газовой защиты является газовое реле. В нашем примере на трансформаторе установлено реле типа BF-80/Q. В соответствии с требованиями ПУЭ схемой защиты трансформатора предусматривается возможность перевода действия отключающего контакта газового реле (кроме отсека РПН) на сигнал и выполнена раздельная сигнализация от сигнального и отключающего контактов [18].

6 УСТРОЙСТВА АВТОМАТИКИ НА ПОДСТАНЦИИ

Автоматизация подстанций – важное направление повышения надежности и эффективности функционирования электроэнергетических систем. Современные подстанции оснащаются комплексом устройств автоматики, обеспечивающих быстрое реагирование на аварийные и нештатные ситуации, восстановление нормального режима работы, а также предотвращение развития крупных системных аварий. Основные задачи автоматики на подстанции включают:

- автоматическое восстановление электроснабжения потребителей после повреждений;
- минимизацию времени отключения при авариях;
- сохранение устойчивости энергосистемы при различных возмущениях;
- повышение качества и безопасности электроснабжения.

Эффективная работа устройств автоматики позволяет не только повысить эксплуатационную надежность, но и оптимизировать эксплуатационные расходы, снизить потери электроэнергии, а также обеспечить выполнение требований нормативных документов по качеству и надежности электроснабжения.

6.1 Основные устройства автоматики на подстанции

Автоматическое повторное включение (АПВ) это устройство, предназначенное для быстрого восстановления питания потребителей после аварийного отключения путем повторного включения линии или оборудования. Это устройство позволяет минимизировать время перерыва в электроснабжении, особенно при кратковременных повреждениях, таких как самоустраняющиеся короткие замыкания. Существуют различные типы АПВ: однофазное, трехфазное, быстродействующее и с выдержкой времени. Схемы АПВ предусматривают контроль состояния оборудования и условий для повторного

включения. АПВ срабатывает на сигналы от релейной защиты, фиксирующей аварийное отключение линии или оборудования [20]. Например:

- сигнал отключения выключателя по команде релейной защиты (например, при коротком замыкании или другом аварийном режиме);
- сигнал завершения аварийного отключения (убедившись, что выключатель отключился и повреждение устранено или может быть устранено автоматически).

АПВ не срабатывает при наличии блокирующих сигналов (например, если повреждение устойчивое и требует вмешательства персонала). Повторное включение происходит только при отсутствии не устранённых повреждений и наличии работоспособности линии. Время задержки АПВ (обычно от 0,2 до 1,5 секунды для первого цикла) выбирается так, чтобы успела произойти деионизация среды и восстановление отключающей способности выключателя.

Работа АПВ осуществляется в соответствии с заранее заданными условиями: после отключения поврежденного участка или оборудования происходит автоматическая проверка отсутствия напряжения на линии или секции, после чего система пытается повторно включить линию или устройство. В случае успешного включения и сохранения устойчивого режима работы, автоматическая система считает задачу выполненной. В противном случае (например, если повторное включение не удастся, или линия продолжает оставаться поврежденной), происходит отключение и, при необходимости, вызов последующих защитных мероприятий.

В зависимости от способа выполнения, различают два вида АПВ – ТАПВ (тип «технического автоматического повторного включения») и ОАПВ («отказоустойчивое автоматическое повторное включение», которое позволяет сохранять связь по двум неповрежденным фазам и обеспечивает более высокий уровень надежности). Эти режимы могут отличаться характеристиками, методами управления и условиями применения.

Особое значение при АПВ имеет контроль отсутствия напряжения на линии и его отсутствие, а также контроль синхронизма перед повторным

включением, что снижает риск возникновения нагрузочных или поврежденных режимов при повторном подключении. В случае с ТАПВ контролируется отсутствие напряжения при включении, и автоматика может ускорить защитные органы в случае неудачи включения, чтобы обеспечить безопасность и оперативность работы. В случае с ОАПВ, важно сохранить связь между различными частями системы, которые могут оставаться в работе при аварии, что позволяет не прерывать питание потребителей и повышает устойчивость системы. Однако, автоматическое ускорение защитных органов при ОАПВ обычно не применяется, поскольку системы могут не успевать вернуться в исходное состояние за время операции.

Также следует учитывать, что время деионизации среды в месте повреждения при однофазных коротких замыканиях значительно больше, чем при трёхфазных повреждениях, особенно при использовании ОАПВ. Это связано с токами емкостных и электромагнитных связей оставшихся в работе фаз с отключенной поврежденной частью системы, что замедляет процесс стабилизации и требует тщательной настройки защитных систем. В целом, автоматическое повторное включение является надежным средством повышения устойчивости энергосистемы, обеспечивая быстрое восстановление питания и минимизацию последствий аварийных ситуаций.

Однократность или многократность включения также регулируется в зависимости от схемы и условий эксплуатации. АПВ устанавливается на ВЛ, КВЛ и электросетевом оборудовании.

Классификация типов автоматического повторного включения (АПВ) выполняется по нескольким признакам:

1. По числу циклов включения: однократное и двукратное АПВ (последнее применяют на тупиковых линиях).
2. По виду оборудования: АПВ для линий электропередачи (ЛЭП), шин (секций), трансформаторов (автотрансформаторов).

3. По числу фаз воздействуемых выключателей: трехфазное (ТАПВ), отключающее все три фазы после срабатывания РЗ, и однофазное (ОАПВ), отключающее одну поврежденную фазу при однофазном КЗ.

4. По виду схем ТАПВ, среди которых выделяются:

- простое ТАПВ (без проверки синхронизма и наличия напряжения);
- быстродействующее (БАПВ) (без проверки синхронизма при наличии быстродействующих устройств);
- с проверкой отсутствия напряжения (АПВ КОН);
- с ожиданием синхронизма (АПВ КС);
- с улавливанием синхронизма (АПВ УС);
- автоматическое повторное включение с самосинхронизацией генераторов и компенсаторов (АПВС).

5. По принципу пуска:

- с пуском от релейной защиты (срабатывает защита при повреждении);
- с пуском от несоответствия положения ключа управления и выключателя (при неправильном положении ключа или блоке контактов) [20].

Автоматическое включение резерва (АВР) — это устройство, предназначенное для восстановления электроснабжения путем автоматического переключения потребителей на резервный источник питания при исчезновении напряжения на основном вводе. Работа АВР основана на контроле параметров сети (напряжения, частоты, тока) с помощью реле или цифровых блоков управления. При снижении напряжения ниже критического значения или при других нарушениях параметров сети, АВР отключает основной ввод и подключает резервный источник питания. После восстановления напряжения на основном вводе происходит автоматическое возвращение схемы к исходному состоянию. Требования к АВР включают минимальное время переключения, однократность действия, исключение встречного включения источников питания и контроль наличия напряжения на резервном вводе. АВР срабатывает на следующие сигналы:

- Снижение или исчезновение напряжения на основном вводе (по реле минимального напряжения или цифровым блокам контроля);
- Обрыв сети, короткое замыкание, перекос фаз или перенапряжение на основном вводе (если такие параметры контролируются устройством);
- Отсутствие блокирующих сигналов (например, если нет запрета на переключение из-за аварийного состояния оборудования или отсутствия напряжения на резервном вводе);
- Проверка наличия напряжения на резервном вводе перед переключением (чтобы не переключить нагрузку на неисправный источник).

На подстанциях АВР устанавливается на секции шин, трансформаторов и линий, обеспечивая бесперебойное питание ответственных потребителей [20].

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) это устройство, предназначенное для автоматического отключения части потребителей при снижении частоты в сети ниже допустимого уровня. Это позволяет восстановить баланс мощности в энергосистеме и предотвратить развитие аварийного режима. Основная задача АЧР – обеспечить быстрое реагирование на изменения в нагрузке и генерации, предотвращая опасные отклонения частоты, которые могут привести к повреждению оборудования, отключениям и даже масштабным авариям. Устройство срабатывает по абсолютному значению частоты, обычно при снижении до 49,1 – 48,7 Гц. Для отключения выбираются наименее ответственные потребители, чтобы минимизировать ущерб при аварии. АЧР взаимодействует с другими устройствами автоматики, такими как АПВ и АВР, обеспечивая согласованную работу при аварийных ситуациях. АЧР срабатывает на следующие сигналы:

- Снижение частоты ниже заданной уставки;
- Достижение заданного времени срабатывания (уставка по времени может быть в диапазоне от 3 до 240 секунд в зависимости от ступени и схемы);
- Отсутствие блокирующих сигналов (например, запрет на работу от других автоматических устройств или ручной режим);

– Последовательное отключение потребителей в несколько очередей (ступеней) – чем сильнее снижается частота, тем больше потребителей отключается [22].

На подстанциях АЧР устанавливается для поддержания устойчивости энергосистемы и предотвращения каскадного развития аварий [20].

АЧР срабатывает при снижении частоты ниже заданной уставки и отключает часть потребителей для восстановления баланса мощности в энергосистеме.

Структура АЧР включает в себя три основные подсистемы: АЧР-I, АЧР-II несовмещённой и АЧР-II совмещённой. Каждая из них имеет свои функции, особенности и режимы работы, что обеспечивает широкий диапазон реагирования на различные ситуации в системе.

Первоначальная и наиболее быстрая подсистема – АЧР-I. Она предназначена для быстрого отключения отдельными очередями малых объемов нагрузки с очень короткими выдержками (от 0,15 до 0,5 секунд). Это делается для того, чтобы снизить скорость изменения частоты и остановить ее дальнейшее снижение при возникновении аварийных ситуаций: например, при внезапном отключении мощных генераторов или существенных потребителей. АЧР-I действует по уставкам по частоте в диапазоне от 46,5 до 48,8 Гц и снижает риск потери стабильности системы за счет быстрого реагирования.

АЧР-II, несовмещённой подсистемы предназначена для отключения нагрузок, потребителей, не подключенных к АЧР-I, что создает дополнительный избыток активной мощности и способствует повышению частоты. Это особенно актуально при возникновении дефицита активной мощности в системе, когда требуется компенсировать ее недостаток без полной остановки системы. Эта подсистема работает более медленно, чем АЧР-I, в диапазоне выдержек времени от 5 до 40 секунд, что позволяет обеспечивать большее управляемое отключение нагрузок и избегать чрезмерных сбоев.

АЧР-II, совмещённой подсистемы действует при более крупных дефицитах активной мощности, предназначенных для отключения значительных объемов

нагрузки (до 60% от общей) для восстановления баланса в системе. Она реализует отключение нагрузки по уставкам частоты менее 47,5 Гц и применяется в редких ситуациях, когда требуется кардинальное снижение нагрузки для предотвращения полной остановки энергосистемы или целых ее разделений.

Работа всех подсистем АЧР осуществляется под управлением специальных устройств, таких как автоматические резервные устройства (АОСЧ), устройства ограничения снижения частоты (АОСЧ), а также блоки автоматического управления, такие как ЧДА и ЧАПВ. Эти устройства координируют работу подсистем и обеспечивают автоматическое и точное выполнение функций по отключению нагрузки или возбуждению генерации.

Основные функции АЧР включают прекращение аварийного снижения частоты, быстрое увеличение ее до допустимых значений, а также восстановление электроснабжения отключенных в результате аварии участков сети. Кроме того, АЧР обеспечивает контроль за работой генераторов, предотвращение их повреждения при слишком быстром снижении частоты и создание условий для синхронизации вновь подключенных энергосистем или разделенных участков сети.

АЧР является важной автоматической системой, которая обеспечивает надежность и безопасность энергосистемы, позволяя быстро реагировать на аварийные ситуации и восстанавливать стабильную работу электросетей даже при тяжелых условиях и значительных нарушениях режима. Ее применение существенно снижает риск серьезных аварий, обеспечивает устойчивость электроснабжения и способствует безопасной эксплуатации национальной или региональной энергосистемы.

Устройства автоматики на подстанции работают согласованно, обеспечивая надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей. Например, при отключении основной линии АВР переключает нагрузку на резервный источник, а при кратковременном повреждении АПВ восстанавливает питание после устранения неисправности. АЧР предотвращает

развитие аварийного режима при дефиците мощности. Взаимодействие этих устройств позволяет оперативно реагировать на различные аварийные ситуации и минимизировать ущерб для потребителей. Примеры аварийных ситуаций и реакции автоматики включают отключение основной линии, снижение частоты в сети и кратковременные повреждения оборудования.

Автоматика на подстанциях имеет ключевое значение для обеспечения надежности, безопасности и бесперебойности электроснабжения. Устройства АПВ, АВР и АЧР позволяют оперативно реагировать на аварийные ситуации, минимизировать время перерыва в питании и предотвращать развитие аварийных режимов. Современные тенденции развития автоматики включают применение микропроцессорных устройств, цифровизацию и интеграцию с системами телемеханики, что позволяет повысить эффективность и надежность работы подстанций. В перспективе развитие автоматики будет направлено на дальнейшее повышение уровня автоматизации и цифровизации процессов управления энергосистемой.

Устройство резервирования отключения выключателей (УРОВ) – это специализированная система, предназначенная для повышения надежности отключения электрических цепей при отказе основного выключателя. В случае, если выключатель не срабатывает по команде релейной защиты, УРОВ обеспечивает автоматическое резервное отключение поврежденного участка сети посредством воздействия на смежные выключатели или путем подачи повторной команды на отключение. УРОВ является неотъемлемой частью современных систем релейной защиты и автоматики (РЗА), особенно на подстанциях среднего и высокого класса напряжения. Основная задача УРОВ – предотвращение развития аварийных ситуаций, связанных с несрабатыванием выключателей, что может привести к повреждению оборудования, пожару, длительным перерывам в электроснабжении и значительным экономическим потерям. Система УРОВ реализует принцип резервирования, обеспечивая дополнительный уровень безопасности для оборудования и персонала.

Функция УРОВ заключается в обеспечении гарантированного отключения поврежденного участка сети при отказе основного выключателя. Это достигается путем: Контроля состояния выключателей и фиксации факта их несрабатывания по команде релейной защиты. Формирования и передачи команд на отключение смежных выключателей, которые могут обеспечить разрыв цепи. Сигнализации персоналу о факте отказа выключателя и срабатывании УРОВ для принятия оперативных мер. УРОВ позволяет минимизировать последствия отказа выключателя, локализовать повреждение и предотвратить распространение аварии на другие элементы энергосистемы. В современных условиях, когда требования к надежности электроснабжения постоянно возрастают, значение УРОВ становится особенно актуальным.

УРОВ может быть реализован различными способами, в зависимости от схемы подстанции, класса напряжения, типа используемых выключателей и

особенностей системы релейной защиты. Основные принципы реализации включают:

- Использование независимых каналов управления для резервного отключения.
- Применение специализированных реле и микропроцессорных терминалов, способных фиксировать отказ выключателя по отсутствию сигнала обратной связи или по току, сохраняющемуся в отключаемой цепи.
- Внедрение алгоритмов, позволяющих различать отказ выключателя от других видов неисправностей (например, отказа цепей управления или вторичных цепей).
- Организация селективного резервирования, при котором команда на отключение передается только на те выключатели, которые обеспечат эффективное отключение поврежденного участка без излишнего отключения других потребителей. На современных подстанциях, в том числе на подстанции "Хвойная", для реализации УРОВ применяются микропроцессорные устройства РЗА, интегрированные в общую систему автоматизации (АСУТП). Это позволяет повысить быстродействие, надежность и информативность работы системы.

7.1 Реализация УРОВ на подстанции "Хвойная"

Подстанция "Хвойная", расположенная в Амурской области, является важным узлом в региональной энергосистеме и обеспечивает электроснабжение значительной части потребителей. На подстанции эксплуатируются комплектные распределительные устройства наружной (КРУН) установки на напряжениях 10 кВ и 35 кВ.

Реализация УРОВ на подстанции "Хвойная" осуществляется с учетом следующих факторов:

- Необходимость обеспечения высокой надежности электроснабжения потребителей в условиях сурового климата и удаленности от центров обслуживания.

- Использование современных микропроцессорных терминалов релейной защиты, поддерживающих функции УРОВ.

- Внедрение интегрированной системы АСУТП, позволяющей централизованно контролировать и управлять работой всех устройств РЗА, в том числе УРОВ.

На подстанции "Хвойная" УРОВ реализован как на уровне первичного оборудования (выключателей и трансформаторов тока), так и на уровне вторичных цепей управления и сигнализации. Для каждого выключателя, участвующего в схеме резервирования, предусмотрены отдельные цепи управления, что позволяет обеспечить независимость работы УРОВ от состояния основного выключателя.

УРОВ на подстанции "Хвойная" выполняет следующие основные функции:

- Контроль отказа выключателя: Система фиксирует факт несрабатывания выключателя по команде релейной защиты, анализируя отсутствие сигнала обратной связи или сохранение тока в отключаемой цепи.

- Формирование команды резервного отключения: При обнаружении отказа формируется команда на отключение смежных выключателей, обеспечивающих разрыв цепи.

- Сигнализация и регистрация событий: Все действия УРОВ сопровождаются соответствующей сигнализацией и регистрацией в системе АСУТП.

- Интеграция с другими системами РЗА: УРОВ работает в тесной связке с другими устройствами релейной защиты, обеспечивая комплексную защиту оборудования и линий электропередачи.

7.2 Особенности реализации УРОВ в КРУН 10 кВ

В распределительных устройствах 10 кВ на подстанции "Хвойная" УРОВ реализован с учетом следующих технических и эксплуатационных особенностей:

– Использование микропроцессорных терминалов: для организации УРОВ применяются современные микропроцессорные устройства, которые обеспечивают высокую точность и быстродействие при обнаружении отказа выключателя.

– Селективность отключения: алгоритмы работы УРОВ настроены таким образом, чтобы при отказе выключателя отключались только те цепи, которые необходимы для локализации повреждения, без излишнего отключения других потребителей.

– Независимость цепей управления: для каждого выключателя предусмотрены отдельные цепи управления и питания, что исключает возможность отказа всей системы из-за неисправности одного элемента.

– Интеграция с АСУТП: все события, связанные с работой УРОВ, автоматически регистрируются в системе АСУТП, что обеспечивает прозрачность и удобство анализа аварийных ситуаций.

Пример работы УРОВ в КРУН 10 кВ: При возникновении короткого замыкания на отходящей линии и отказе основного выключателя, УРОВ формирует команду на отключение секционного выключателя или других смежных выключателей, что позволяет быстро локализовать повреждение и минимизировать последствия аварии.

7.3 Особенности реализации УРОВ в КРУН 35 кВ

В КРУН 35 кВ на подстанции "Хвойная" УРОВ реализован с учетом более высоких требований к надежности и быстродействию, характерных для оборудования высокого класса напряжения:

– Дублирование каналов управления: для повышения надежности используются дублированные каналы передачи команд на отключение, что снижает вероятность отказа системы в целом.

– Использование цифровых протоколов связи: В ряде случаев для передачи команд и сигналов применяется цифровая связь, что позволяет повысить помехоустойчивость и скорость работы системы.

– Расширенные алгоритмы диагностики: Микропроцессорные терминалы, используемые в КРУН 35 кВ, способны не только фиксировать факт отказа выключателя, но и анализировать причины отказа, что облегчает диагностику и обслуживание оборудования.

– Селективное воздействие на выключатели: В случае отказа основного выключателя УРОВ формирует команды на отключение только тех выключателей, которые обеспечивают разрыв цепи с минимальным влиянием на других потребителей.

Пример работы УРОВ в КРУН 35 кВ: При возникновении аварии на линии 35 кВ и отказе выключателя линии, УРОВ формирует команду на отключение шинного или секционного выключателя, что позволяет быстро вывести поврежденный участок из работы и предотвратить распространение аварии на другие части подстанции.

Внедрение данной системы существенно повысило надежность работы оборудования и снизило количество аварийных отключений, связанных с отказами выключателей. Основные преимущества реализации УРОВ на подстанции:

- Значительное сокращение времени локализации аварийных ситуаций.
- Снижение вероятности развития аварии и повреждения оборудования.
- Повышение информированности оперативного персонала о состоянии системы.
- Возможность быстрого восстановления электроснабжения потребителей после устранения повреждения.

Вместе с тем, внедрение УРОВ требует регулярного технического обслуживания, проверки работоспособности всех элементов системы и постоянного совершенствования алгоритмов работы с учетом изменений в схеме подстанции и состава оборудования.

Устройство резервирования отключения выключателей (УРОВ) является важнейшим элементом системы релейной защиты и автоматики на современных подстанциях, в том числе на подстанции "Хвойная" в Амурской области.

Реализация УРОВ обеспечивает высокий уровень надежности электроснабжения, минимизирует последствия отказов выключателей и способствует эффективной локализации аварийных ситуаций.

Внедрение современных микропроцессорных терминалов, интеграция с АСУТП и использование передовых алгоритмов резервирования позволяют обеспечить максимальную эффективность работы УРОВ как в КРУН 10 кВ, так и в КРУН 35 кВ. Практический опыт эксплуатации УРОВ на подстанции "Хвойная" подтверждает его высокую эффективность и необходимость дальнейшего развития систем релейной защиты и автоматики для повышения надежности энергоснабжения региона.

8 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИНИМАЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

В данной главе производится оценка технико-экономических показателей произведенных объемов реконструкции устройств релейной защиты и автоматики на ПС 220 кВ Хвойная.

В предыдущей главе был произведен выбор устройств РЗА на рассматриваемом объекте. Предпочтение было отдано отечественному производителю микропроцессорных устройств – ЗАО «РАДИУС Автоматика», производство которого сосредоточено в г. Москва

Основные предпосылки выбора – политико-экономическая обстановка в стране, а также, следует отметить, что выбранные устройства полностью отвечают требованиям действующих нормативно-технических и правовых актов, нормам и требованиям ПУЭ, ПТЭ, правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, требованиям охраны труда, федеральным законам, правил пожарной, технической и экономической безопасности.

Выбранное микропроцессорное оборудование полностью удовлетворяет современным стандартам качества и надежности при их эксплуатации и не уступает зарубежным аналогам. При это является более экономически привлекательным для конечной эксплуатирующей организации. В таблице 25 приведены стоимостные показатели выбранных устройств РЗА.

Таблица 25 – Стоимостные показатели выбранных микропроцессорных терминалов

Фирма изготовитель	Марка терминала (шкафа)	Количество, шт	Цена за шт, руб.
ЗАО «РАДИУС Автоматика»	Сириус-Т (микропроцессорный терминал)	2	135000
ЗАО «РАДИУС Автоматика»	Сириус 2Л-02 (микропроцессорный терминал)	2	309000
ЗАО «РАДИУС Автоматика»	Сириус-Т (комплект ПО)	2	77000
ЗАО «РАДИУС Автоматика»	Сириус 2Л-02 (комплект ПО)	2	109000

8.1 Капиталовложения в реализацию проекта

Капитальные вложения необходимые на установку РЗА состоят из стоимости устанавливаемого оборудования, стоимости строительно-монтажных работ и прочих затрат.

$$K_{\Sigma} = (K_{\text{обр}} + K_{\text{СМР}} + K_{\text{пр}}) \cdot k_{\text{инф}}, \quad (70)$$

где $K_{\text{обр}}$ - сметная стоимость оборудования без учета строительно-монтажных работ, тыс. руб.;

$K_{\text{СМР}}$ - строительно-монтажные работы, тыс. руб.;

$K_{\text{пр}}$ - прочие затраты;

$k_{\text{инф}}$ - коэффициент инфляции.

Коэффициент инфляции для объектов электроэнергетики, находящихся на территории Амурской области, составляет при расчете на 2021 г. – 1,45.

Далее в таблице 26 приведены данные по структуре капиталовложений при строительстве энергообъектов электросетевого хозяйства при реализации проектирования устройств РЗА. Данные показатели можно принять как приблизительные для учебного проекта. Данные получены из электротехнического справочника.

Таблица 26 - Данные по структуре капиталовложений в электросетевом строительстве

Наименование объекта	Капиталовложения в проектирование (реконструкцию), %			
	Всего	Оборудование, приспособления и производственный инвентарь	Строительно-монтажные работы	Прочие затраты
Устройства РЗА открытых и закрытых электрических подстанций напряжением 110-750 кВ, включая ПС 110/20/10 кВ	100	51	37	12

Таким образом, исходя из данных в таблице 26, получим сметную стоимость оборудования без учета строительно-монтажных работ.

$$K_{обp} = K_{\Sigma} \cdot K_u = 1260000 \cdot 1,45 = 1827000 \text{ руб.}$$

Так как стоимость оборудования составляет 51% от общих капиталовложений в установку оборудования, определим общие капиталовложения, капиталовложения на строительно-монтажные работы и прочие капиталовложения.

Общие капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = \frac{K_{обp}}{0,51} = \frac{1827000}{0,51} = 3582353 \text{ руб.}$$

Капиталовложения на строительно-монтажные работы:

$$K_{стр} = 0,37 \cdot K_{\Sigma} = 0,37 \cdot 3582353 = 1325470 \text{ руб.}$$

Прочие капиталовложения:

$$K_{пр} = 0,12 K_{\Sigma} = 0,12 \cdot 3582353 = 429882 \text{ руб.}$$

Модернизация устройств релейной защиты и автоматики на подстанции направлена на повышение надёжности, безопасности и экономической эффективности эксплуатации электрооборудования. Внедрение современных микропроцессорных устройств позволяет не только сократить эксплуатационные расходы, но и минимизировать ущерб от возможных аварий и перерывов в электроснабжении.

8.2 Сокращение перерывов питания за счёт внедрения микропроцессорных устройств

Одним из ключевых преимуществ микропроцессорных устройств защиты является встроенная функция самодиагностики. Это означает, что устройство регулярно проверяет свою работоспособность, снимая контрольную сумму программного обеспечения и состояния аппаратной части. В случае обнаружения несоответствия или ошибки, устройство немедленно сигнализирует об этом, что позволяет оперативно выявить и устранить проблему до возникновения аварийной ситуации. Таким образом, благодаря самодиагностике, значительно сокращается количество скрытых дефектов, которые в традиционных системах могли бы привести к длительным перерывам питания потребителей. Микропроцессорные устройства обеспечивают раннее предупреждение о неисправностях, что позволяет избежать внезапных отключений и минимизировать ущерб от перерывов электроснабжения.

8.3 Увеличение цикла технического обслуживания благодаря микропроцессорной защите

Внедрение микропроцессорных устройств защиты позволяет увеличить интервалы между плановыми техническими обслуживаниями оборудования. Это связано с тем, что современные устройства обладают высокой надёжностью и возможностью дистанционного мониторинга состояния. В результате снижается количество отказов оборудования, а защитные функции реализуются более селективно, что уменьшает вероятность ложных срабатываний и аварийных ситуаций. Увеличение цикла технического обслуживания ведёт к сокращению затрат на эксплуатацию и повышению эффективности работы подстанции.

8.4 Обоснование выбора микропроцессорного терминала Сириус-Т

В рамках проекта модернизации устройств релейной защиты и автоматики силовых трансформаторов подстанции "Хвойная" было принято решение о выборе микропроцессорных терминалов "Сириус-Т".

Основные причины выбора:

– Соответствие современным требованиям: "Сириус-Т" поддерживает все необходимые виды защит для силового трансформатора, включая дифференциальную, максимальную токовую, газовую и технологические защиты, а также функции управления и мониторинга.

– Гибкость и настраиваемость: устройство позволяет гибко настраивать уставки и функции защиты под особенности объекта, что обеспечивает более точную и эффективную работу.

– Интеграция и автоматизация: "Сириус-Т" легко интегрируется в цифровую среду подстанции, поддерживает дистанционное управление и автоматизацию процессов.

– Надёжность и самодиагностика: Встроенная самодиагностика и модульная архитектура обеспечивают высокую надёжность и простоту обслуживания.

В отличие от терминалов "ЭКРА", которые также широко применяются в электроэнергетике, "Сириус-Т" обладает рядом преимуществ, таких как более простая интеграция в российские системы управления, удобство настройки и эксплуатации, а также поддержка всех необходимых функций защиты и автоматики.

8.5 Общий экономический эффект от внедрения новых технологий

Внедрение микропроцессорных устройств защиты и автоматики на подстанции "Хвойная" обеспечивает значительный экономический эффект:

– Сокращение эксплуатационных расходов за счёт увеличения циклов технического обслуживания и снижения затрат на ремонт оборудования.

– Минимизация ущерба от аварий благодаря раннему выявлению неисправностей и селективному отключению повреждённых участков.

– Снижение потерь электроэнергии за счёт оптимизации режимов работы и повышения точности измерений.

– Повышение надёжности и безопасности электроснабжения потребителей, что особенно важно для стратегических объектов региона.

Принятые технологические решения по модернизации устройств релейной защиты и автоматики подстанции "Хвойная" позволяют не только повысить надёжность и безопасность электроснабжения, но и обеспечить значительный экономический эффект. Внедрение микропроцессорных терминалов "Сириус-Т" с функциями самодиагностики и автоматизации способствует сокращению перерывов питания, увеличению циклов технического обслуживания и снижению эксплуатационных затрат. В перспективе дальнейшее развитие автоматизации и цифровизации процессов управления энергосистемой позволит ещё больше повысить эффективность и надёжность работы подстанции.

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

9.1 Общие положения

Электрическая подстанция является объектом, где существует повышенная опасность, связанная с возможностью поражения электрическим током. Данная угроза может быть особенно критичной для персонала, работающего на данном объекте, так как малейшая неосторожность или нарушение правил безопасности могут привести к серьезным последствиям. Более того, подстанции также могут негативно влиять на окружающую среду: возможные утечки трансформаторного масла способны загрязнять почву и водоемы, а возникновение пожаров может привести к уничтожению значительных экосистем.

Именно поэтому современная подстанция должна быть оснащена всевозможными средствами защиты как для обеспечения безопасности личного состава, так и для минимизации негативного воздействия на окружающую природу. Это включает в себя как технологические решения, так и организационные меры, направленные на предотвращение аварийных ситуаций и защиту окружающей среды.

9.2 Безопасность на подстанции

На подстанции существует множество факторов, которые могут представлять опасность на рабочем месте. Это включает в себя, но не ограничивается:

- Поражение электрическим током: Каждый работник должен иметь чёткое понимание того, как избежать соприкосновения с токоведущими частями, особенно во время выполнения любых работ;

- Падение с высоты: Во время монтажа, ремонта или проверки оборудования на высоте работники должны обеспечить использование средств индивидуальной защиты и соблюдать правила работы на высоте;

- Химические поражения: Различные технические жидкости, такие как трансформаторное масло, могут при случайном разливе причинить вред

здоровью. Важно иметь на вооружении специальные средства защиты, такие как соответствующие перчатки и очки;

- Повышенные уровни шумов: Непрерывное воздействие шума выше 80 дБ может значительно ухудшить слух, что также может оказать негативное воздействие на общее состояние здоровья работника;

- Воздействие электромагнитным полем: Работники, находящиеся вблизи мощных трансформаторов, должны использовать специальные защитные устройства для экранирования, чтобы минимизировать риски воздействия.

Для выполнения обязанностей электромонтера, рабочий должен иметь соответствующую группу допуска, которая предоставляется ему по итогам экзаменов. Эта группа допуска играет ключевую роль, поскольку с каждой новой категорией работник получает право работать с более высоким напряжением и выполнять более сложные порученные ему задачи. Таким образом, повышение квалификации не только увеличивает уровень ответственности работника, но и обеспечивается его безопасность.

Важным аспектом является и получение допуска к работам на высоте, что требует от работника отличной физической подготовки и соблюдения установленных норм безопасности. Для ознакомления с этими требованиями предусмотрена специализированная документация, в которой описаны не только права, но и обязательства работников, а также предписанные действия и запреты при работе с электрооборудованием. Это помогает формировать культуру безопасности и ответственности в рабочей среде.

Однако условия труда электромонтера сопряжены с множеством опасностей. Наиболее опасными факторами, с которыми может столкнуться электромонтер, являются возможность поражения электрическим током, риск поражения электрической дугой или её вспышкой, уровень шума и воздействие электромагнитного поля. Каждый из этих факторов следует рассматривать более детально, чтобы получить полное представление о рисках и необходимых мерах защиты.

Поражение электрическим током (удар током) – это попадания организма под действие электрического тока, то есть прохождение тока по организму человека. Сопровождается судорожными сокращениями частей тела. По силе попадания тока через организм, есть 4 группы поражения электрическим током 1- судорожное сокращение мышц без потери сознания. 2- Потеря сознания, но сохранение дыхания и сердцебиения. 3- Потеря сознания, сопровождающаяся потерей или нарушением дыхания и сердцебиения. 4 – клиническая смерть [2].

Тяжесть удара током можно оценить по нескольким критериям:

- Сила тока, воздействующая на тело человека;
- Длительность воздействия тока на человека;
- Путь прохождения тока через организм (наиболее опасным считается путь от руки к голове и от руки к ноге через сердце);
- Тип тока и его частота
- Внешние условия, в которых произошло поражение током (влажность, сопротивление тела и прочие подобные факторы);

Средства защиты – это изолирующие устройства, которые позволяют не допустить прикосновения работника к токоведущим частям. Так же специальные средства защиты, к которым относятся – диэлектрические перчатки и ботинки, щупы с изоляцией, диэлектрические коврики, переносные заземления, ограждения и знаки.

Электрическая дуга – возгорание воздуха, которое происходит в ходе размыкания контактов оборудования под напряжением, может навредить как яркостью горения, ожогом, и самим поражением током.

Способ защиты от поражения дуги – это четкое соблюдение правил переключений, и наблюдение за показателями есть ли напряжение на установке.

Уровень шума на рабочем месте, превышающий 80 дБ в течение длительного времени, может негативно повлиять на слух. При работе в условиях повышенного шума работник должен использовать специальные средства защиты:

- Накладки в виде наушников и антифонов;

- Беруши из специального материала, снижающие уровень шума;
- Специальные шлемы для защиты слуха.

Электромагнитное поле представляет собой особую неосязаемую, но измеряемую форму материи, в которой происходит взаимодействие заряженных частиц. Защита от повышенного электромагнитного поля обеспечивается использованием специальных защитных костюмов с экранированием, которые защищают от излучения.

Для обеспечения соблюдения работниками правил техники безопасности на подстанции необходимо наличие указательных знаков, информирующих о возможной опасности или о запрете переключений, особенно во время ремонта оборудования. Кроме того, должен быть назначен сотрудник с соответствующей группой допуска и достаточными знаниями, который проведет инструктаж перед началом работ.

Так же на предприятиях есть такая вещь как выдача наряда допуска, в котором перечислены все необходимые действия, чтобы рабочий мог выполнять четко обозначенные задания. В процессе работы должна быть установлена ясная иерархия и предусмотрен ряд мероприятий, направленных на соблюдение техники безопасности.

Мероприятия, способствующие соблюдению техники безопасности, включают:

- оформление наряда допуска на выполнение работы, распоряжение на выполнение задания и перечень необходимых работ;
- выдачу разрешения на подготовку рабочего места и на начало самой работы;
- осуществление надзора во время выполнения работ;
- организацию обеденных перерывов, перевод на другие рабочие места и завершение работы.

На любом предприятии есть лица что отвечают за безопасность при работе, перечислю данные лица [3]:

– выдающий наряд-допуск, утверждающий перечень работ, которые нужно выполнить в ходе задания;

– ответственный руководитель работ;

– допускающий;

– производитель работ;

– наблюдающий;

– член бригады.

На каждой подстанции, независимо от её типа и назначения, крайне важно обеспечить наличие хорошего освещения в тех местах, где проводятся работы, осуществляется отдых или выполняются другие необходимые действия. Это освещение должно быть достаточным для комфортного нахождения людей и предотвращения несчастных случаев. Кроме того, в указанных местах обязательно должны быть установлены системы пожарной сигнализации и соответствующие средства тушения.

Так же, для предотвращения возгораний необходимо обеспечить строгую дисциплину в работе: запрещается использовать открытый огонь вблизи легко воспламеняющихся материалов или жидкостей, а курение должно происходить только в специально отведенных местах, где это безопасно. Вся без исключения команда должна быть тщательно ознакомлена с планом эвакуации и конкретными действиями, которые необходимо предпринять в случае возникновения пожара.

Кроме того, средства для тушения пожаров и системы сигнализации должны проходить регулярные проверки, проводимые ответственными за это лицами, как точно требует законодательство и нормы пожарной безопасности. Такой подход позволит своевременно выявлять проблемы и обеспечивать высокий уровень безопасности на подстанции.

9.3 Экологичность

Проблемы, связанные с воздействием подстанции на окружающую среду, включают шум и риск разлива масла из трансформатора на почву. Современные

подстанции обязаны соблюдать все экологические нормы, направленные на защиту от шума и предотвращение утечек масла. Также необходимо предусмотреть место для сбора отходов и очистки от технических жидкостей в процессе работы подстанции. В соответствии с экологическими требованиями, масла и другие технические жидкости не должны попадать в водоемы, системы ливневых вод или почву, а их вывоз должен осуществляться в герметичных контейнерах.

При установке трансформатора необходимо соорудить маслосборники, оснащённые системой закрытых отводов для удаления масла и масляных вод. В случае загрязнения трансформаторного масла, его следует заменить на новое. Перед сливом масла необходимо проверить правильность процедуры и убедиться в наличии уплотнений на стыках шлангов и других соединениях.

Трансформаторное масло следует сливать только в специальные лотки или баки. Категорически запрещено сливать его на землю или в систему водостока, а также допускать его разбрызгивание, особенно во время грозы. При обнаружении свежего масла на земле необходимо быстро определить источники его образования и предотвратить дальнейшее загрязнение, соблюдая все нормы и используя средства индивидуальной защиты.

Так же масло из маслоприёмников должно удаляться с использованием мобильных средств, и рекомендуется создать простейшее устройство для проверки наличия жидкости в них. Установки для очистки масла должны быть исправны и оборудованы техническим стеклом для контроля качества масла.

При ремонте трансформатора в закрытом помещении необходимо слить масло герметичными шлангами в предназначенные для этого баки, а после ремонта все масло требуется удалить. Для трансформаторов массой более 1 тонны обязательно должны быть установлены маслоприемники, поскольку возможное внешнее повреждение может привести к разливу масла и возгоранию.

На модернизируемой подстанции «Хвойная» установлены два трансформатора ТМН-4000/35, параметры этой марки приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Параметры трансформатора.

Тип	Мощность, МВа	Масса, т	Размеры, мм
ТМН-4000/35	4	Полная 16,7 Масла 5,294	Длина 3115 Ширина 3190 Высота 3600

Габариты маслоприёмника для данного трансформатора ТМН-4000/35 должны выходить за габариты на 1м [2]. Объем маслоприемника должен быть рассчитан таким образом, чтобы он мог вмещать единоразовый залив масла в трансформатор.

Если на подстанции установлен трансформатор, в котором масса масла составляет от 1 до 20 т, то согласно [14], маслоприемник может быть выполнен без отвода масла.

На подстанции «Хвойная» установлен маслоприемник без отвода масла, с закрывающейся металлической сеткой, присыпанной гранитным щебнем слоем 0.25 м. Объем маслоприемника рассчитан на полный объем залитого масла в трансформатор и 80% воды от средств пожаротушения.

Далее проведём расчёт размеров маслоприёмника согласно [2].

Конструкция маслоприёмника без отвода масла показана на рисунке 9.

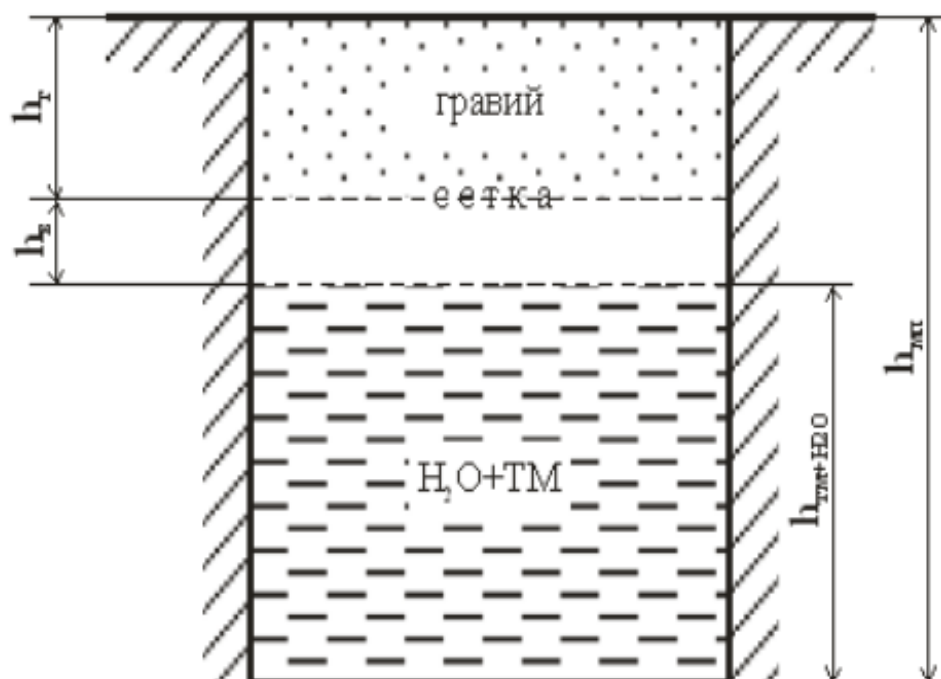


Рисунок 9 – Конструкция маслоприёмника

На рисунке 10 показаны габариты для расчёта маслоприёмника.

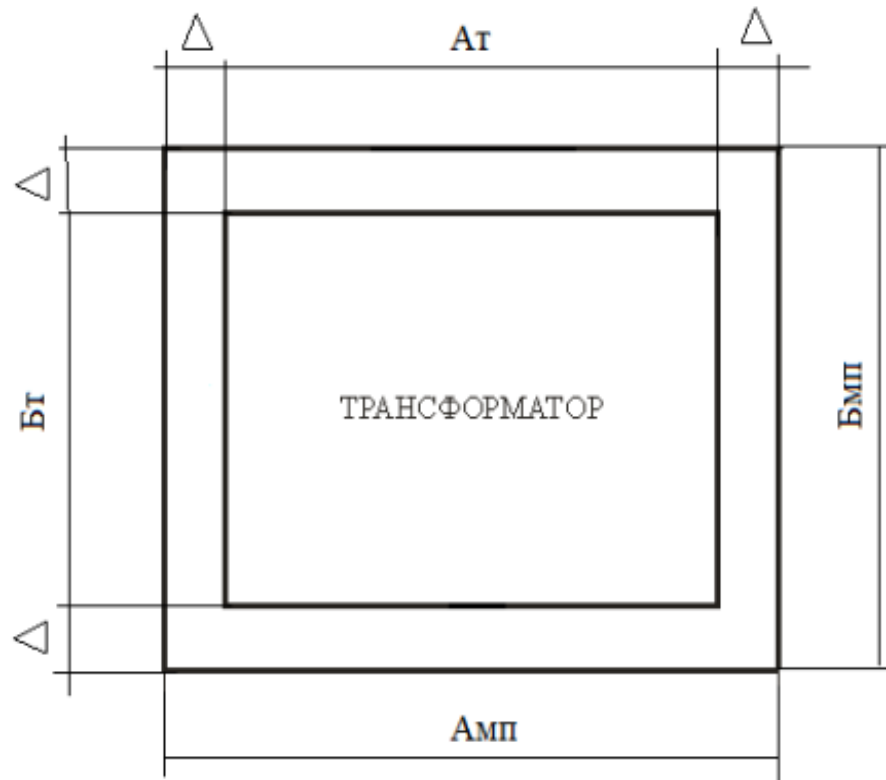


Рисунок 10 – Габариты для расчёта маслоприёмника

Длину и ширину маслоприёмника находим по формуле:

$$A_{мп} = A_{т} + 2d_{мп}; \quad (71)$$

$$B_{мп} = B_{т} + 2d_{мп}; \quad (72)$$

где $d_{мп}$ – размеры выхода маслоприёмника за границы трансформатора, равное 1м;

$A_{т}, B_{т}$ – длина и ширина трансформатора.

$$A_{мп} = 3.115 + 2 \cdot 1 = 6.23(\text{м}).$$

$$B_{мп} = 3.19 + 2 \cdot 1 = 6.38(\text{м}).$$

Далее найдём площадь маслоприёмника по формуле:

$$S_{\text{мп}} = A_{\text{мп}} \cdot B_{\text{мп}}. \quad (73)$$

$$S_{\text{мп}} = 6.23 \cdot 6.38 = 39.75 \text{ (м}^2\text{)}.$$

Объём маслоприемника найдем по формуле:

$$V_{\text{мп}} = V_{\text{тм}} + 0.8V_{\text{вода}}; \quad (74)$$

где $V_{\text{тм}}$ - объём трансформаторного масла, м³;

$V_{\text{вода}}$ - объём воды от средств пожаротушения, м³.

Объём трансформаторного масла находим по формуле:

$$V_{\text{тм}} = \frac{M_{\text{тм}}}{\rho_{\text{тм}}}; \quad (75)$$

где $M_{\text{тм}}$ - масса трансформаторного масла, кг;

$\rho_{\text{тм}}$ - плотность трансформаторного масла, равная 880 кг/м³.

$$V_{\text{тм}} = \frac{5294}{880} = 6.016 \text{ (м}^3\text{)}.$$

Объём воды от средств пожаротушения найдем по формуле:

$$V_{\text{воды}} = 0.8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{\text{мп}} + S_{\text{БПТ}}); \quad (76)$$

где I – интенсивность пожаротушения, равная 0.2 л/с*м²;

t – нормированное время тушения пожара, равное 0.5 час;

$S_{\text{БПТ}}$ – площадь боковой поверхности трансформатора.

Площадь боковой поверхности найдем по формуле:

$$S_{\text{БПТ}} = 2H_{\text{Т}} \cdot (A_{\text{Т}} + B_{\text{Т}}); \quad (77)$$

где $H_{\text{Т}}$ - высота трансформатора.

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot 3.6 \cdot (3.115 + 3.19) = 71.54 \text{ (м}^2\text{)}.$$

$$V_{\text{воды}} = 0.8 \cdot 0.2 \cdot 0.5 \cdot (39.75 + 71.54) = 8.9 \text{ (м}^3\text{)}$$

Таким образом глубина маслоприемника будет равна по формуле:

$$h_{\text{МП}} = \frac{V_{\text{ТМ}}}{S_{\text{МП}}} + \frac{V_{\text{воды}}}{S_{\text{МП}}} + h_{\text{В}} + h_{\text{Гр}}; \quad (78)$$

где $h_{\text{В}}$ - глубина воздушного зазора между краем жидкости в маслоприемнике и решеткой, м (не менее 0.05м);

$h_{\text{Гр}}$ - толщина отсыпки над решеткой, равная 0.25 м.

$$h_{\text{МП}} = \frac{6.016}{39.75} + \frac{8.9}{39.75} + 0.05 + 0.25 = 0.675 \text{ (м)}.$$

9.4 Чрезвычайные ситуации

Одной из самых серьезных и распространенных чрезвычайных ситуаций на энергетических объектах является пожар, возникший в результате аварии.

Тяжелые аварии на подстанции происходят нечасто, однако, когда они случаются, это может привести к серьезным последствиям. Рассмотрим, что такое авария и какие факторы могут её вызвать.

Авария представляет собой технологическое нарушение, в результате которого происходит значительное разрушение или гибель людей, что приводит к приостановке производства более чем на сутки (например, в случае взрыва или пожара).

Существует также понятие "инцидент", которое обозначает технологическое нарушение, не приводящее к гибели людей или серьезным разрушениям. Подстанция представляет собой сложный технический объект, и работу на ней должны выполнять квалифицированные специалисты с высокой группой допуска и достаточным опытом, чтобы полностью понимать все инструкции и процедуры. Причины аварий на подстанции разнообразны; некоторые из них единичны и не требуют серьезного внимания. Следовательно, мы сосредоточимся на распространенных причинах аварий.

Имеется несколько распространенных причин, способных привести к аварии на подстанции, и понимание этих причин является ключевым для обеспечения безопасности и эффективности работы:

1. Ошибки персонала. Одна из основных причин аварий на подстанциях заключается в недостаточной квалификации работников. Работники могут быть недостаточно подготовлены для выполнения своих обязанностей, что может приводить к их невнимательности или недопониманию специфики работы оборудования. Часто это приводит к нарушению правил оперативных переключений. К примеру, одной из распространенных ошибок является подача напряжения на заземленные токоведущие части. Такое действие может вызвать короткое замыкание и, как следствие, серьезные повреждения оборудования или даже пожар. Также нередко наблюдаются ошибки при переключениях в цепях вторичного тока и релейной защиты. Такие ошибки могут даже стать причиной отключения системы или ее полной остановки, что приводит к длительным перебоям в электроснабжении.

2. Некачественная сборка и ремонт электрооборудования. Другой важной причиной является некачественная сборка или ремонт электрических устройств, используемых на подстанции. При проведении таких работ недостаточная

внимательность или профессиональные ошибки могут привести к тому, что места соединений не будут должным образом затянуты или обеспечены защитой от загрязнения. Неправильная настройка релейной защиты может сделать систему уязвимой к серьезным авариям. Например, если в процессе сборки оборудования не были правильно установлены устройства защиты, это может привести к перегреву соединений, которые, в свою очередь, способны вызвать возгорание или электрическую дугу. Единственное короткое замыкание может привести к значительным повреждениям всей подстанции.

3. Неправильная настройка релейной защиты. Неправильно настроенная релейная защита становится одной из наиболее частых причин серьезных аварий. Зачастую проблемы возникают из-за неверно выбранных токовых уставок. Если релейная защита не работает селективно, она может не сработать во время короткого замыкания, что ведет к разрушительным последствиям для подстанции. Нарушения в соединениях релейной защиты или неисправности в блоках управления могут обернуться катастрофой и уничтожить подстанцию. Это делает необходимым регулярное обслуживание и проверку релейной защиты, чтобы убедиться в ее работоспособности.

4. Однофазные замыкания на землю. Однофазное замыкание может привести к значительным авариям, поскольку при этом у одной из фаз напряжение падает до нуля, а в других оно возрастает до полного линейного уровня. Важно, чтобы такие инциденты устранялись быстро, поскольку возникшее перенапряжение может вызвать пробой изоляции и электрическую дугу, способную плавить шины и провода. Чтобы избежать таких ситуаций, работники должны уметь диагностировать места повреждений и оперативно отключать их от сети для проверки и ремонта.

5. Грозовые и коммутационные перенапряжения. Грозовые перенапряжения, а также перенапряжения, возникающие при коммутации, могут разрушить изоляцию оборудования. Если система молниезащиты нестабильна или неправильно установлена, это может привести к тому, что молния поразит линейный портал. Последствия могут быть серьезными и включать в себя

повреждения оборудования и возможность возникновения пожара. Перед началом грозового сезона необходимо тщательно проверять и тестировать систему молниезащиты, чтобы обеспечить надежную защиту от природных явлений.

Таким образом, для снижения риска аварий необходимо тщательное внимание к подготовке персонала, качеству сборки и ремонту оборудования, а также постоянный мониторинг систем защиты на всех уровнях работы подстанций. Это поможет обеспечить безопасность эксплуатации назначения и предотвратить аварийные ситуации, которые могут привести к значительным экономическим потерям и угрозам здоровью людей. Исходя из всего этого должны быть приняты мероприятия по пожарной безопасности, и действиях при пожаре [3].

Ответственность за противопожарное состояние подстанции лежит на главном энергетике участка. Он должен организовать изучение и соблюдение правил пожарной безопасности всеми работниками, имеющими доступ на подстанцию. Это включает следующие мероприятия:

- Проведение вводного инструктажа по пожарной безопасности;
- Регулярные инструктажи;
- Специальная подготовка персонала;
- Обучение по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий работников;
- Проверка знаний в области пожарной безопасности.

На подстанции «Хвойная» имеется пожарная дружина, которая в случае возникновения пожара будет заниматься его тушением или предотвращением распространения огня до прибытия пожарной бригады.

Для предотвращения возгорания не по вышеперечисленным причинам, территорию подстанции необходимо содержать в чистоте, не допускать скопления воспламеняемого мусора. Выходы и входы на подстанцию и подъезды к ней не должны быть загромождены [5].

Для обеспечения профилактики и тушения пожаров на подстанции необходимо иметь все доступные методы, включая порошковые, газовые, жидкостные и водные огнетушители, а также системы автоматического пожаротушения, такие как порошковая система. Огнетушители должны быть проверены и опломбированы ответственным лицом в установленные сроки и не должны иметь истекший срок годности. Кроме того, на подстанции должен быть установлен пожарный щит, в который входят ведра, лопаты, ломы и емкость с песком, окрашенные в красный цвет и расположенные на видном месте [5].

В случае начала пожара персонал обязан строго следовать инструкциям по пожарной безопасности. Процесс тушения пожара на подстанции включает следующие шаги:

- в случае начала пожара персонал обязан строго следовать инструкциям по пожарной безопасности. Процесс тушения пожара на подстанции включает следующие шаги:

- при обнаружении пожара, первый свидетель должен немедленно уведомить главного энергетика или начальника смены, а также, при наличии связи, сообщить в пожарную охрану и начать тушение пожара.

- до прибытия пожарной охраны, ответственность за тушение несёт главный энергетик или начальник смены, который должен: удалить посторонних с места происшествия, определить местонахождение очага пожара, проверить работоспособность систем автоматического пожаротушения и при необходимости вручную их включить, а также подготовить все условия для эффективного тушения пожара, включительно с использованием имеющихся средств и встречей пожарной охраны с указанием источников воды и мест заземления техники.

Дежурный персонал должен отключить оборудование в зоне пожара по указанию главного энергетика или начальника смены. В случае необходимости отключения для защиты оборудования, это может быть сделано без предварительного распоряжения, но после необходимо сообщить об этом.

После прибытия пожарной охраны, ответственным за тушение пожара становится старший из прибывшей бригады пожарных, а главный энергетик или старший смены передает ему руководство по тушению и информирует о ранее предпринятых мерах, организуя дальнейшие действия персонала.

Решение о начале тушения пожара принимает руководитель тушения после проведения инструктажа и выполнения мер безопасности.

Если не удаётся обесточить горящие установки, руководитель тушения может начать ликвидацию пожара только после получения письменного разрешения на тушение от главного энергетика или старшего смены, инструктажа состава пожарной бригады и создания условий для визуального контроля за электроустановками.

В течение пожара необходимо предотвратить доступ посторонних лиц на территорию очага возгорания.

При тушении пожара необходимо соблюдать следующие меры безопасности:

- при использовании воздушно-механической пены для заполнения помещений требуется заземлить пенообразователи и насосы пожарных автомобилей. Водитель пожарного автомобиля должен быть экипирован диэлектрическими перчатками и ботами.

- для тушения пожаров на оборудовании с высоким напряжением до 0,4 кВ можно применять хладоновый огнетушитель, соблюдая безопасное расстояние не менее 1 метра. При тушении пожаров на оборудовании напряжением до 10 кВ допустимо использовать углекислотные огнетушители с таким же безопасным расстоянием не менее 1 метра [5].

Для тушения пожаров на подстанции с трансформаторами мощностью 10 МВА, допускают использование автоматические системы пожаротушения с распыленной водой согласно СО 34.49.101-2003 «Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий» Эта система использует дренчерные оросители ОПДР-15 для тушения трансформаторов [3].

Вода является самым экономичным и широко используемым средством для тушения пожаров. При попадании в зону горения она нагревается и испаряется, тем самым отбирая значительно больше тепла у объектов, находящихся в состоянии горения.

Для контроля пожара в случае возгорания масла применяется маслоприемник, установленный под трансформатором. В случае пожара трансформатора масло из бака можно слить, чтобы предотвратить дальнейшее возгорание. За этот процесс отвечает газовая защита, установленная в баке трансформатора, которая при возгорании подает сигнал на пульт, где слив масла должен быть подтвержден. Кроме того, масло можно спустить вручную, если релейная защита не сработает [5].

Трансформаторы и другое оборудование, находящееся рядом с источником возгорания, необходимо защищать от высокой температуры, орошая их водой. Для предотвращения увеличения площади пожара нельзя тушить масло компактными водными струями [3].

При тушении щитов управления и релейных щитов, в которых находятся важные элементы оборудования, следует стараться сохранить установленные в них аппараты. На подстанции установлены пожарные краны, которые должны быть подключены к специальным резервуарам с водой. При проектировании подстанции были предусмотрены КРУ, а помещения для них выполнены с огнестойкостью второго класса. Эти два помещения оборудованы необходимыми средствами пожаротушения в соответствии с их классом напряжения.

Для обеспечения безопасности аккумуляторных батарей в их помещении требуется установка принудительной вентиляции с резервным оборудованием, а также использование взрывобезопасных двигателей для вентиляторов и освещения. Для повышения пожарной безопасности необходимо регулярно проверять оборудование на наличие неисправностей и оценивать риски возникновения пожара, следя за соблюдением правил пожарной безопасности.

Невыполнение вышеуказанных норм и порядка действий при пожаре может привести к серьезным последствиям. Неведение норм пожарной безопасности может вызвать панику, что приведет к несчастным случаям как среди людей, так и с оборудованием.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была решена задача модернизации устройств релейной защиты и автоматики силовых трансформаторов напряжением 35/10 кВ подстанции напряжением 220 кВ "Хвойная" в Амурской области.

В результате проведенного анализа существующих устройств РЗА были выявлены их недостатки, такие как низкая скорость срабатывания, ограниченный функционал и высокая вероятность ложных срабатываний. Было обосновано необходимость модернизации устройств РЗА с использованием современных микропроцессорных терминалов.

На основе выполненных расчетов токов КЗ были выбраны типы микропроцессорных защит и рассчитаны уставки устройств РЗА трансформатора. Разработана схема устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ) для ПС "Хвойная", обеспечивающая повышение надежности электроснабжения при возникновении неисправностей в выключателях.

Проведено экономическое обоснование принимаемых технологических решений, которое показало, что внедрение микропроцессорных устройств РЗА позволит сократить перерывы питания, увеличить цикл технического обслуживания оборудования и получить общий экономический эффект за счет повышения надежности и снижения эксплуатационных затрат.

Таким образом, цель выпускной квалификационной работы – модернизация устройств РЗА силовых трансформаторов на ПС "Хвойная" – достигнута.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Автоматические выключатели от 1А до 100А [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://chint.ru/catalog/oborudovanie_nizkogo_napryazheniya/modulnye_apparaty_ra_spredeleniya_elektroenergii/modulnye_avtomaticheskie_vyklyuchateli/ (дата обращения 20.04.2025).
2. Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности [Электронный ресурс]: сб. учеб. метод. материалов для всех направлений подготовки бакалавров и специалистов / АмГУ, ИФФ; сост. А.Б. Булгаков, В.Н. Аверьянов, М. В. Гриценко. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9036.pdf (дата обращения 28.04.2025).
3. Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс]: учеб. пособие / А. Б. Булгаков; АмГУ, ИФФ. – Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. - 90 с.
4. Выключатель ВПМ-10 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.epromstroy.ru/maslyanye-vyklyuchateli/maslyanye-vyklyuchateli_9.html (дата обращения 27.04.2025).
5. Высокочастотный заградитель ВЗ [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://v-kip.com/vysokochastotnyy-zagraditel-vz> (дата обращения 25.04.2025).
6. ГОСТ 15150-69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов, категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды. – Введ. 1971-01-01. – М. : Изд-во стандартов, 1969. – 72 с.
7. Измерительный трансформатор тока ТПЛ-СВЭЛ-10 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://svel.ru/catalog/izmeritelnye-transformatory/transformatory-toka/tpl-svel-10/> (дата обращения 28.04.2025).

8. Изолятор опорный ИО-10-3,75 УХЛ2 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.uik.ru/productions/179/izolyatorpolimer/izolyator-oporny/> (дата обращения 30.04.2025).
9. Кудряков А.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах [Электронный ресурс] : учебник / А.Г. Кудряков, В.Г. Сазыкин. — Электрон. текстовые данные. — Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. — 263 с.
10. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Электрические станции и подстанции [Электронный ресурс]: учебное пособие / сост.: Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013 - 201 с. https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7023.pdf (дата обращения 09.04.2025).
11. Ограничители перенапряжений ОПН 35 кВ [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.uik.ru/productions/366/OPN35/> (дата обращения 24.04.2025).
12. Опорно-стержневой изолятор ИОС 35-500-01 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.uik.ru/productions/179/farforizol/farforopornnosterzen/izolIOS35500/> (дата обращения 26.04.2025).
13. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с.
14. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) / Изд. 7-е [Электронный ресурс]. URL: https://pue-7.ru/pue_7.pdf?ysclid=mawrt7a4i7837988430 (дата обращения 04.04.2025).
15. Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15.12.2020 N 903Н «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок». [Электронный ресурс]: офиц. сайт – Режим доступа: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=430799&ysclid=mbgjxhzuz6837319697> (дата обращения 12.04.2025).

16. Разъединитель РВ-10/400 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://uralen.ru/catalog/raz/group-203/131.html> (дата обращения 27.04.2025).
17. РД-153.-34.0-03.301-00 «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2010.- 116 с.
18. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 160 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9689.pdf (дата обращения 21.05.2025).
19. Руководство по эксплуатации. Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-Т» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [rukovodstvo-proeksploatacii-sirius-t-9122.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9689.pdf) (дата обращения 02.05.2025).
20. Савина, Н.В. Электроэнергетические системы и сети, часть вторая [Электронный ресурс]: учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2022. – 248 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/11781.pdf (дата обращения 09.04.2023).
21. СО 153-34.20.501-2003. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.
22. СТО 59012820.29.020.003-2016 – Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Микропроцессорные устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования – АО «СО ЕЭС», 2016. – 19 с.
23. Схема подключения автоматического расцепителя [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://keaz.ru/company/press-center/blog/2024/2633-shema-podklucheniya-nezavisimogo-rascepitelya> (дата обращения 14.04.2025).

24. Техническая информация ТОЛ-СЭЩ-35 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://samelektro.nt-rt.ru/images/manuals/tol10.pdf> (дата обращения 17.04.2025).
25. Трансформаторы напряжения [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://all-pribors.ru/opisanie/28404-09-ge-12-ge-12s-gses-12d-ge-36-27393> (дата обращения 15.04.2025).
26. Трансформаторы напряжения трехфазные антирезонансные индуктивные серии НАМИ [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.ramenergy.ru/products/nami-10-95/> (дата обращения 30.04.2025).
27. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович, И.Г.Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 392 с.
28. Эксплуатация изоляторов ИОС [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.volta-electro.ru/to-experts/operation/> (дата обращения 26.04.2025).
29. Электротехнический справочник: В 4 т./ Под общ. ред. В.Г. Герасимова Т. 3: Производство, передача и распределение электрической энергии: справочное издание. – 2017. – 964 с. – ISBN 978- 5-383- 01205-5 - Текст: электронный // ЭБС "Консультант студента": [сайт]. - URL: <http://www.studentlibrary.ru/book/ISBN9785383012055.html> (дата обращения 08.04.2025).