

Министерство образования и науки 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) программы «Релейная защита и автоматизация
электроэнергетических систем»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция релейной защиты и автоматики на воздушной линии напряжением 220 кВ подстанция Волна 2 – подстанция Зеленый угол, автотрансформатор на подстанции Зеленый угол

Исполнитель

студент группы 242-об5

подпись, дата

О.В. Знатнов

Руководитель

ассистент

подпись, дата

Д.А. Коршик

Нормоконтроль

Доцент

подпись, дата

А.Н. Козлов

Технический контроль

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 2016г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Знатнов Олег Владимирович

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция релейной защиты и автоматизации воздушной линии напряжением 220 кВ подстанция Волна 2 – подстанция Зеленый угол, автотрансформатор на подстанции Зеленый угол

_____ (утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

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) _____

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Коршик Дмитрий Андреевич, ассистент

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

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

РЕЦЕНЗИЯ

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия Знатнов

Имя Олег

Отчество Владимирович

Специальность

Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем

Тема выпускной квалификационной работы Реконструкция релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 кВ подстанция Волна 2 - подстанция Зеленый угол, автотрансформатор Зеленый угол.

1. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой и направленностью _____

2. Достоинства работы _____

3. Недостатки работы _____

4. Масштабы и характер использования специальной литературы _____

5. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

6. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника

7. Актуальность и новизна работы

8. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

9. Общее заключение и предлагаемая оценка работы

Рецензент _____

должность, Ф.И.О., подпись

« ____ » _____ 2016 г.

Подпись рецензента заверяю: _____

подпись заверяющего лица

М.П.

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

ОТЗЫВ

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия Знатнов _____

Имя Олег _____

Отчество Владимирович _____

Специальность Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем

Тема выпускной квалификационной работы Реконструкция релейной защиты и автоматики на воздушной линии напряжением 220 кВ подстанция Волна 2 – подстанция Зеленый угол, автотрансформатора на подстанции Зеленый угол

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы _____

количество рисунков и таблиц _____

число приложений _____

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой и направленностью _____

3. Достоинства работы _____

4. Недостатки работы _____

5. Степень самостоятельности, проявленная выпускником и характер ее проявления

6. Масштабы и характер использования специальной литературы

7. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

8. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника

9. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

10. Общее заключение и предлагаемая оценка работы _____

« _____ » _____ 2016 г. Руководитель _____

РЕФЕРАТ

Проект 88 с., 5 рисунков, 26 таблиц, 26 источников, 7 приложений.

Токи короткого замыкания, сопротивления обратной и нулевой последовательностей, расчётная схема замещения, дистанционная защита линии, дифференциальная защиты автотрансформатора, микропроцессорная защита.

В ходе выполнения дипломного проекта был произведён расчет токов короткого замыкания. Выбор и проверка силовых и электрических аппаратов. Спроектирована молниезащита и заземление подстанции. Выполнен расчёт основных и резервных защит линий и автотрансформатора на электромеханической и микропроцессорной базе. Рассмотрены действия защит при различных повреждениях.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Техническое обоснование проекта	11
1.1 Анализ электрической схемы исследуемого участка сети и обоснование внедрения МП РЗ и А	11
1.1.1 Анализ участка сети 220 кВ «Волна-2» – «Зеленый угол»	11
1.1.2 Обоснование внедрения МП РЗ и А	13
1.2 Расчет токов короткого замыкания	15
1.2.1 Определение параметров схемы замещения	15
1.2.2 Преобразования схемы замещения до заданных точек	19
1.2.3 Расчет токов короткого замыкания в заданных точках	20
1.3 Выбор и проверка оборудования на подстанциях	22
1.3.1 Выбор, проверка выключателей и разъединителей	22
1.3.2 Выбор трансформаторов тока	29
1.3.3 Выбор трансформаторов напряжения	34
1.3.4 Выбор шинных конструкций, изоляторов	37
1.3.5 Выбор ограничителей перенапряжения и КРУ	41
1.4 Расчет электромеханических устройств релейной защиты и автоматики ВЛ «Волна-2 – Зеленый угол»	41
1.4.1 Расчет дистанционной релейной защиты ВЛ	41
1.4.2 Расчет максимальной токовой защиты	45
1.4.3 Расчет токовой защиты нулевой последовательности (ТЗНП)	48
1.5 Расчет электромеханических устройств релейной защиты и автоматики автотрансформатора на ПС «Зеленый угол»	50
1.5.1 Продольная дифференциальная токовая защита	50
1.5.2 Расчет МТЗ обратной последовательности на стороне ВН	56
1.5.3 Защита от перегрузки	57
1.5.4 МТЗ на стороне НН с приставкой для действия при симметричных КЗ	57

1.5.5 Расчет МТЗ от замыканий на землю	59
1.5.6 Газовая защита	59
1.6 Расчет АПВ ВЛ «Волна-2 – Зеленый угол»	60
1.6.1 Оценка допустимости несинхронного АПВ	60
1.6.2 Расчет АПВ линии с двусторонним питанием	61
1.7 Расчет микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики ВЛ «Волна-2 – Зеленый угол» ШЭ2607 001021	63
1.7.1 Параметры линии	63
1.7.2 Уставки дистанционной защиты	64
1.7.3 Уставки 3-х ступенчатой направленной максимальной токовой защиты от замыканий на землю	66
1.7.4 Токовая защита нулевой последовательности	
1.8 Расчет микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики автотрансформатора на ПС «Зеленый угол» ШЭ 2607 042	67
1.8.1 Назначение изделия	69
1.8.2 Конфигурация терминала	70
1.8.3 Выбор уставок ДЗТ	73
1.8.4 Расчет МТЗ	76
1.9 Заземление и молниезащита подстанции «Зеленый угол»	78
1.9.1 Расчет заземления подстанции «Зеленый угол»	78
1.9.2 Расчет молниезащиты подстанции «Зеленый угол»	82
Заключение	85
Библиографический список	87
Приложение А. Перечень замечаний технического контролера	
Приложение Б. Перечень замечаний нормоконтролера	
Приложение В. Определение параметров схем замещения и эквивалентирование для расчетов токов КЗ	
Приложение Г. Выбор силового оборудования и электрических аппаратов	
Приложение Д. Расчет релейной защиты и автоматики на электромеханической базе	

Приложение Е. Расчет релейной защиты и автоматики ВЛ «Волна-2 –
Зеленый угол» на базе микропроцессорного терминала ШЭ 2607
011021

Приложение Ж. Защита от прямых ударов молнии

ВВЕДЕНИЕ

Особенности процессов производства, передачи, распределения потребления электроэнергии обусловили развитие технических средств автоматического управления ими еще в начальный период становления электроэнергетики.

В настоящее время они образуют высокосоввершенные комплексы взаимодействующих автоматических устройств управления нормальными режимами и противоаварийного управления электроэнергетическими системами и системами электроснабжения.

Прежде всего, возникла и непрерывно совершенствовалась техника автоматического обнаружения коротких замыканий и быстродействующего отключения поврежденных электроэнергетических объектов - техника релейной защиты.

Технические средства РЗ радикально изменились с появлением полупроводниковых диодов, транзисторов и тиристоров. Были разработаны и серийно выпускались бесконтактные полупроводниковые измерительные реле и устройства РЗ с более высокими показателями, прежде всего их чувствительности и избирательности (селективности) действия.

Важным достижением аналого-дискретной бесконтактной техники РЗ явилось создание Всероссийским научно - исследовательским институтом унифицированных измерительных реле и устройств РЗ на аналоговых и дискретных интегральных микроэлектронных элементах (микросхемах). Заводом АО ЧЭАЗ выпускаются комплексы микросхемных измерительных реле и устройств РЗ серий ЯРЕ 2201 и ЯРЕ 2202. Они характеризуются не только техническим совершенством, но и функционируют по новым принципам.

Подлинно технической революцией в РЗ явилось внедрение в технику противоаварийного управления ЭЭС и системами электроснабжения, методов и бурно развивающихся технических средств обработки информации цифровой вычислительной техникой.

Появившиеся в последнее время интегрированные микропроцессорные автоматические устройства противоаварийного управления систем электроснабжения выполняют не только функции защитного отключения - РЗ, но и функции автоматики: автоматической частотной разгрузки (АЧР), автоматики повторного (АПВ) и резервного (АВР) включений. Они являются интеллектуальными информационными техническими средствами автоматического управления, обладающими свойствами изменения настройки в соответствии с аварийной ситуацией, самотестирования и самодиагностики и даже самосовершенствования, благодаря гибкому программированию.

Широкие информационные и сервисные функции, совместимость и связь персональной ЭВМ оператора - диспетчера и с более высоким уровнем иерархической автоматизированной системы управления электроснабжения обеспечивают современный уровень реализации, высокую эффективность и надежность функционирования противоаварийной автоматики.

1 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА

1.1 Анализ электрической схемы исследуемого участка сети и обоснование внедрения МП РЗ и А

1.1.1 Анализ участка сети 220 кВ «Волна-2» – «Зеленый угол»

Электроснабжение города Владивостока осуществляется от энергосистемы «Дальэнерго», являющейся частью объединенной энергосистемы южной части Дальнего Востока. Основным энергоисточником в энергосистеме - Приморская ГРЭС, входящая в состав ЛуТЭКа, в г. Владивостоке - ТЭЦ-2, в г. Артёме - АртёмТЭЦ.

Основной и единственный источник электроэнергии во Владивостоке - ТЭЦ-2 с установленной мощностью 575 МВт, располагаемой мощностью около 400 МВт. Станция работает на местных бурых углях, главным образом, с Павловских разрезов, а также привозных углях из Восточной Сибири, Якутии и других месторождений. Резервное топливо - мазут. Максимальная электрическая мощность ТЭЦ-2, участвующая в покрытии электронагрузок, составляет около 450 МВт. Остальная часть электропотребления города покрывается энергосистемой по ЛЭП-220 кВ и ЛЭП-110 кВ от подстанций «АртёмТЭЦ» и «Западная».

Энергопотребление города составляет порядка 2,6 млрд. кВт/ч при максимуме нагрузки около 480 тыс. кВт. Удельное коммунально-бытовое электропотребление составляет 1130 кВт/ч. на одного человека. Доля промышленности в потреблении электроэнергии в пределах 27 – 28 %, доля бытовых нагрузок - в пределах 40 – 41 %, электрифицированной железной дороги - в пределах 10%, городского электротранспорта - в пределах 2 %.

Основными опорными подстанциями города являются "2Р" (Вторая Речка), ПС «А» (в Стрелковой пади), «ВТЭЦ-2». Система электроподстанций города соединяется с сетями системы «Дальэнерго» четырьмя цепями: ВЛЭП-220 кВ АртёмТЭЦ - ВТЭЦ-2, ПС «Западная» - ПС «2Р», ВЛЭП-110 кВ АртёмТЭЦ - ПС «А» и ВЛЭП-110 кВ АртёмТЭЦ - ПС «2Р».

Распределение электроэнергии по городским потребителям осуществляется через 37 подстанций 220, 110 и 35 кВ.

В целом состояние основных объектов электроснабжения города оценивается как удовлетворительное, однако, есть немало "узких" мест, требующих устранения. Это касается состояния некоторых ВЛЭП-110 кВ, подстанции 220 кВ «2Р», подстанций 110 кВ «А», «Мингородок», ВТЭЦ-2 и «Волна». Недостаточно надёжны схемы электроснабжения центра города, полуостровов Голдобина и Шкота (Эгершельда) и западного района.

Большинство воздушных ЛЭП эксплуатируется длительное время, имеют значительный износ и требуют реконструкции и усиления. Из-за высокой плотности застройки затруднена трассировка новых ЛЭП для подачи электроэнергии в центральный район города.

Генеральным планом города на основе проработок института "Дальэнергосетьпроект" предусматриваются следующие меры по улучшению электроснабжения Владивостокского городского округа на ближайшую перспективу: реконструкция и перевод на повышенное напряжение 220 кВ ВЛЭП-110 кВ, соединяющих опорные подстанции города с подстанциями «Западная» и Артём ТЭЦ; перевод на напряжение 220 кВ городских подстанций «Волна», «Зелёный угол», «Новая», «Центр», «Голдобин» и других; создание соединений этих подстанций с опорными на напряжении 220 кВ со строительством воздушных и кабельных ЛЭП; снижение потерь мощности с Владивостокской ТЭЦ-2 за счёт повышения напряжения до 220 кВ и реконструкции ЛЭП-110 кВ; перевод ЛЭП-35 кВ в распределительных сетях по городу на напряжение 110 кВ, включая кабельные линии.

В данном дипломном проекте проводится расчет РЗ и А ЛЭП-220 кВ ПС «Волна-2» - ПС «Зеленый угол», и автотрансформатора на ПС «Зеленый угол». Эти два сооружения в г. Владивостоке требуются для усиления связи сетей города с энергосистемой и обеспечения передачи мощности в город из энергосистемы, величина которой достигает около 300 МВт в нормальных режимах и

нениями и качественно поднять уровень управления объединенных энергосистем.

Ориентация на внедрение МП РЗ и А объясняется большими возможностями, открывающимися для повышения технического совершенства систем оперативного и автоматического управления. Это, прежде всего, высокая надежность функционирования устройств за счет аппаратной надежности, самоконтроля и диагностики, простота технического обслуживания, возможность дистанционного изменения уставок, адаптированных к изменениям схемы и режима сети, возможность практически неограниченного совершенствования технологических характеристик систем РЗ и А, высокая информационная добротность и возможность реализации функций наблюдения и управления с любого уровня оперативно-диспетчерского управления.

В сетях высокого напряжения безусловно целесообразно внедрять зарубежные терминалы МП РЗ и А, поскольку не приходится надеяться на приоритетную разработку и выпуск в ближайшее время отечественных терминалов МП этого класса напряжения.

В настоящее время СП «АББ Реле Чебоксары» выполнен большой комплекс исследовательских работ, связанных с использованием для защиты межсистемных и внутрисистемных высоковольтных линий электропередач терминалов серии 500 – новой генерации интеллектуальных терминалов, совмещающих в себе функции защиты, управления, измерения и контроля. Развитая библиотека функций терминала базируются на апробированных алгоритмах и пополняется новыми функциями.

Все микропроцессорные защиты имеют несколько групп активных уставок, что обеспечивает быструю подстройку под новый режим работы, и возможность интегрироваться в единую систему управления станции. Несомненное достоинство микропроцессорных терминалов – простота настройки, наладки и обслуживания.

Как показывает опыт ведущих энергопредприятий, микропроцессорные защиты обладают рядом несомненных преимуществ:

- высокую точность и стабильность параметров и уставок;
- высокое качество изготовления;
- возможность выбора набора функций и гибкость их конфигурирования;
- возможность дистанционного задания и изменения уставок.

Таким образом, внедрение современной цифровой микропроцессорной аппаратуры РЗ и А открывает широчайшие возможности по предотвращению аварийных ситуаций, диагностики различных неисправностей, обмен информацией между подразделениями и другими организациями.

1.2 Расчет токов короткого замыкания

1.2.1 Определение параметров схемы замещения

Для определения параметров участка сети необходима наглядность элементов энергосистемы, для чего и нужно составить схему замещения, составление которой проводится путем приведения параметров ее элементов различных ступеней трансформации к одной ступени, которая принята за расчетную.

Различают схемы прямой, обратной и нулевой последовательностей. Схема прямой последовательности является обычной схемой, которую составляют для расчета любого симметричного трехфазного режима или процесса. В зависимости от применяемого метода расчета и момента времени в нее вводят генераторы и нагрузки соответствующими реактивностями и ЭДС. Все остальные элементы вводят в схему неизменными сопротивлениями. Схема замещения прямой последовательности приведена на рисунке 2.

Поскольку пути циркуляции токов обратной последовательности те же, что и токов прямой последовательности, схема обратной последовательности по структуре аналогична схеме прямой последовательности.

Ток нулевой последовательности по существу является однофазным током, разветвленным между тремя фазами и возвращающимися через землю и параллельные ей цепи. В силу этого путь циркуляции токов нулевой последовательности резко отличается от пути, по которому проходят токи прямой и обратной последовательности. Схема нулевой последовательности в значительной мере определяется схемой соединения обмоток участвующих трансформаторов

и автотрансформаторов. Схема замещения участка сети нулевой последовательности приведена на рисунке 4.

Расчет схемы сводится к определению токов, напряжений и сопротивлений в расчетных точках. При этом значения этих величин можно выражать в двух системах единиц: именованных и относительных. В данном проекте использованы расчеты в относительных единицах.

Относительное значение – это отношение физической величины к одноименной величине принятой за единицу измерения или базисная единица.

Таким образом, на примере покажем вычисления параметров (основной же расчет схемы по определению ее параметров будет приведен в приложении В, в программе MathCad). Для расчета в относительных единицах удобно задаться базисной мощностью $S_{\sigma} = 100$ МВА, а за базисное напряжение для определенной ступени взять напряжение из среднего ряда. Зная данные величины необходимо также определить базисный ток по следующей формуле:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}. \quad (1)$$

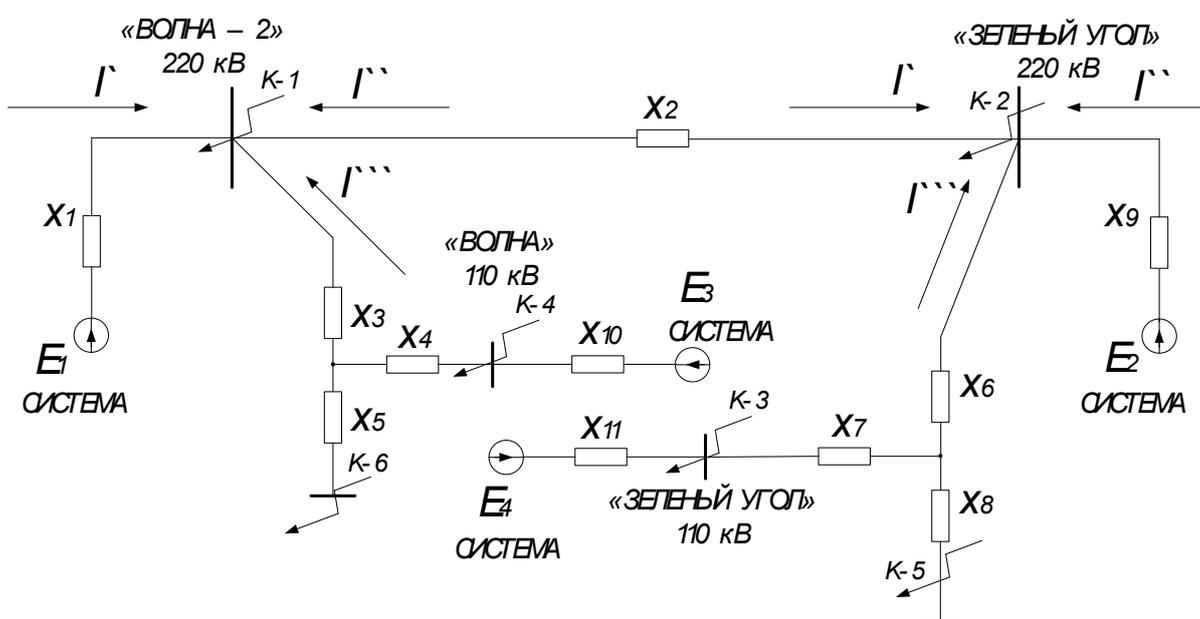


Рисунок 2 – Схема замещения участка сети прямой последовательности

Сопротивление системы определяется с учетом данных токов короткого замыкания, т.е. из заданных схем с рассчитанными токами, так например в соответствии с рисунком 3 (максимальный режим), суммарных трехфазный ток

короткого замыкания на ПС «Зеленый угол» 220 кВ равен 14,5 кА, зная напряжение на шинах ПС и за вычетом тока КЗ защищаемой линии (3,2 кА) и автотрансформатора (1), можно найти сопротивление системы по формуле:

$$x_1 = \frac{U_{\text{факт}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2}, \quad (2)$$

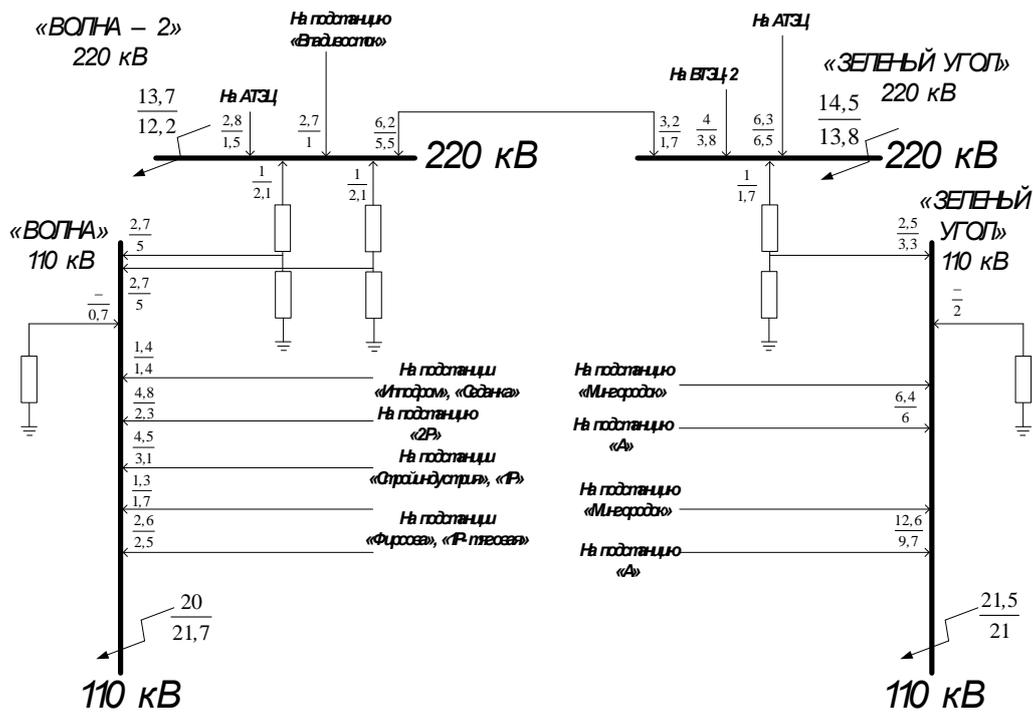


Рисунок 3 – Рассчитанные данные токов КЗ

$$x_C = \frac{240}{\sqrt{3} \cdot 10,3} \cdot \frac{100}{230} = 13,453 \cdot 1,89 \times 10^{-3} = 0,025 \text{ о.е.}$$

Таким же образом, находятся и сопротивления систем на остальных участках сети.

Индуктивное сопротивление линии определяется с учетом погонного сопротивления и длины участка по следующей формуле:

$$x_2 = x_{y0} \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2}, \quad (3)$$

$$x_2 = 0,4 \cdot 7,1 \cdot \frac{100}{230^2} = 5,369 \times 10^{-3} \text{ о.е.}$$

Сопrotивления автотрансформатора определяется с учетом напряжения высокой стороны в процентах U_K , и номинальной мощности трансформатора по формуле:

$$x_6 = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном.Тр}}, \quad (4)$$

$$x_6 = \frac{14}{100} \cdot \frac{100}{125} = 0,112 \text{ о.е.}$$

Аналогичным образом определяются остальные параметры, все рассчитанные индуктивные сопротивления схемы в относительных единицах приведены в таблице 1.

Индуктивные сопротивления схемы замещения нулевой последовательности определяется для каждого элемента схемы из следующих соотношений:

– для системы: $x_{0C} = 1,8 \cdot x_1$, (5)

– для трансформаторов: $x_{0ATP} = x_{ATP}$, (6)

– для одноцепных ЛЭП со стальным тросом: $x_{0Л} = x_{Л} \cdot 3$, (7)

Следует также отметить, что при составлении схемы замещения нулевой последовательности ЭДС не изображается, а также с учетом соединения обмоток трансформатора и состояния нейтрали трансформаторов часть электроустановок также не изображается.

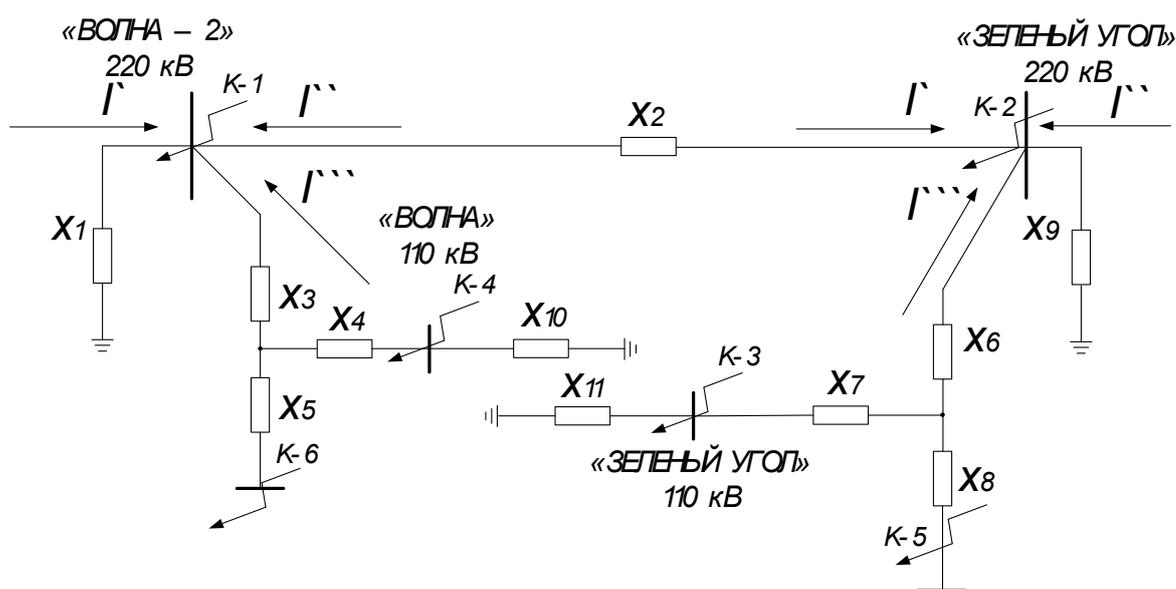


Рисунок 4 – Схема замещения участка сети нулевой последовательности

Таблица 1 – Результаты расчета индуктивных сопротивлений

Номер сопротивления		Значение параметров, о.е.		Объект, соответствующий сопротивлению
		X_{li}	X_{oi}	
1	<i>max</i>	0,048	0,086	Система
	<i>min</i>	0,094	0,168	
9	<i>max</i>	0,025	0,046	Система
	<i>min</i>	0,065	0,118	
10	<i>max</i>	0,036	0,065	Система
	<i>min</i>	0,039	0,071	
11	<i>max</i>	0,028	0,05	Система
	<i>min</i>	0,041	0,074	
2		$5,369 \times 10^{-3}$	0,116	ВЛ «Волна-Зеленый угол»
3, 6		0,112	0,112	ВН автотрансформаторов
4, 7		0	0	СН автотрансформаторов
5, 8		0,248	0,248	НН автотрансформаторов

Режимы максимума и минимума предполагают: когда в работе находятся все элементы энергосистемы, и минимальный, когда часть генераторов и линий отключены при минимальном режиме работы смежной системы. Режим работы для выбора уставок и оценки чувствительности защит рассматриваются конкретно для каждой защиты элемента сети и для каждого вида КЗ. В данном случае минимальный режим – на ПС 220 кВ «Зеленый угол» оборваны цепи от ВТЭЦ-2, АТЭЦ, на 110 кВ – цепи на подстанции «А», и «Мингородок»; на ПС 220 кВ «Волна-2» цепь от АТЭЦ, на 110 кВ «Волна» цепь на ПС «1Р-тяговая».

После определения параметров схемы замещения, для нахождения токов КЗ необходимо провести ряд преобразования до заданных точек.

1.2.2 Преобразования схемы замещения до заданных точек

При расчетах КЗ пользуются некоторыми приемами для упрощения, путем несложных преобразований, которые приводят схему к простейшему виду, т.е. к расчетной. Расчетная схема может быть представлена как одной ветвью,

так и семейством радиальных ветвей находящихся в месте к.з., покажем преобразование до точки К-1.

При последовательном соединении сопротивления складываются:

$$x_{экв1} = x_{11} + x_6, \quad (8)$$

$$x_{экв1} = 0,028 + 0,112 = 0,14 \text{ о.е.}$$

Следовательно, эквивалентное преобразование сопротивления при параллельном соединении определяется как:

$$x_{экв2} = \frac{x_9 \cdot x_{экв1}}{x_9 + x_{экв1}}, \quad (9)$$

$$x_{экв2} = \frac{0,025 \cdot 0,14}{0,025 + 0,14} = \frac{3,549 \times 10^{-3}}{0,165} = 0,022 \text{ о.е.},$$

$$x_{экв3} = x_{экв2} + x_2,$$

$$x_{экв3} = 0,022 + 5,369 \times 10^{-3} = 0,027 \text{ о.е.},$$

$$x_{экв4} = x_{10} + x_3/2,$$

$$x_{экв4} = 0,036 + 0,056 = 0,092 \text{ о.е.},$$

$$x_{экв5} = \frac{x_{экв4} \cdot x_{экв3}}{x_{экв4} + x_{экв3}},$$

$$x_{экв5} = \frac{0,092 \cdot 0,027}{0,092 + 0,027} = \frac{2,47 \times 10^{-3}}{0,119} = 0,021 \text{ о.е.},$$

$$x_{экв6} = \frac{x_{экв5} \cdot x_1}{x_{экв5} + x_1},$$

$$x_{экв6} = \frac{0,021 \cdot 0,048}{0,021 + 0,048} = \frac{9,904 \times 10^{-3}}{0,068} = 0,145 \text{ о.е.}$$

Более подробный расчет преобразований приведен в приложении В, в программе MathCAD.

1.2.3 Расчет токов короткого замыкания в заданных точках

Расчёт тока трёхфазного КЗ:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{E_C}{x_{экв6}} \cdot I_{Б1}, \quad (10)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{1}{0,014} \cdot 0,251 = 17,342 \text{ кА.}$$

Так как, найденная величина является суммарным током, который складывается из трех составляющих, а именно из трехфазных токов подтекающих со сторон системы 1 к ПС «Волна-2», «Зеленый угол», и автотрансформаторов то необходимо для дальнейшего расчета РЗ и А эти слагающие определить. Это можно сделать с помощью следующей формулы на примере тока со стороны системы к ПС «Волна-2»:

$$I_{K1}^{(3)*} = \frac{x_{\text{чуже}}}{x_{\text{чуже}} + x_{\text{св}}} \cdot I_{K1}^{(3)} = \frac{x_{\text{экр5}}}{x_{\text{экр5}} + x_1} \cdot I_{K1}^{(3)}, \quad (11)$$

$$I_{K1}^{(3)*} = \frac{0,021}{0,021 + 0,048} \cdot 17,342 = \frac{0,021}{0,069} \cdot 17,342 = 0,304 \cdot 17,342 = 5,271 \text{ кА,}$$

$$I_{K1}^{(3)**} = \frac{0,031}{0,031 + 0,027} \cdot 17,342 = 9,339 \text{ кА,}$$

$$I_{K1}^{(3)***} = \frac{0,017}{0,017 + 0,092} \cdot 17,342 = 2,732 \text{ кА.}$$

Расчёт тока однофазного к.з. в точке К-1:

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}}{2 \cdot x_{\text{экр6}} \text{ Ом} + x_{0.\text{экр6}} \text{ Ом}}, \quad (12)$$

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 230}{28,785} = 13,839 \text{ кА.}$$

Также, для найденного суммарного однофазного тока определяются его слагающие с помощью формулы (11).

Аналогичным образом определяются трехфазный и однофазный токи короткого замыкания в остальных заданных точках схемы, а также в режиме максимума и минимума. Результаты расчета приведены в таблице 2, сам же расчет приведен в приложении В, в программе MathCAD. Стоит также, отметить, что слагающие токов достаточно определить только для реконструируемой линии 220 кВ «Волна-2» - «Зеленый угол».

Таблица 2 – Результаты расчетов $I^{(3)}$ и $I^{(1)}$, их составляющих в разных режимах

Токи КЗ, кА	Точки короткого замыкания в режимах максимума и минимума											
	К – 1		К – 2		К – 3		К – 4		К – 5		К – 6	
	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	mi
$I^{(3)}$	17,3	10,2	18,5	10,2	22,2	15,7	20,9	18,4	35,6	34,4	35,4	35
$I^{(3)\prime}$	5,3	2,7	6,8	4,8	–	–	–	–	–	–	–	–
$I^{(3)\prime\prime}$	9,3	4,9	9,9	3,8	–	–	–	–	–	–	–	–
$I^{(3)\prime\prime\prime}$	2,7	2,6	1,8	1,6	–	–	–	–	–	–	–	–
$I^{(1)}$	13,9	8,5	15	8,5	18,4	13,1	17,6	15,3	35	33,6	35	34
$I^{(1)\prime}$	4,1	2	5,2	3,8	–	–	–	–	–	–	–	–
$I^{(1)\prime\prime}$	6,8	3,8	7,6	2,9	–	–	–	–	–	–	–	–
$I^{(1)\prime\prime\prime}$	3	2,7	2,2	1,8	–	–	–	–	–	–	–	–

Таким образом, определив токи короткого замыкания можно перейти к выбору и проверке оборудования.

1.3 Выбор и проверка оборудования на подстанциях

1.3.1 Выбор, проверка выключателей и разъединителей

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

В данном дипломном проекте к установке принимаются элегазовые выключатели, т.к. по сравнению с масляными и воздушными выключателями обладают более высокой надежностью, возможностью применения на любом участке сети, надежной работой, как в кабельных, так и воздушных сетях, а также при АПВ. Также элегазовые выключатели обладают компактностью, высоким быстродействием, длительным сроком службы и отличаются способностью надежного отключения малых индуктивных и емкостных токов.

В элегазовых выключателях в качестве изолирующей и дугогасящей среды используется шестифторовая сера (элегаз SF₆). Принцип гашения дуги в элегазе успешно используется уже несколько десятков лет на напряжениях 110-800 кВ. Гашение дуги в элегазе путем ее вращения гарантирует минимальное обгорание поверхности контактов, высокие значения отключающих токов и длительный срок работы без осмотра (5 лет или 5000 циклов включения-отключения).

Выключатели серии ВГТ освоены в 1992 г. и выпускаются НПО «Урал-электротяжмаш», г. Екатеринбург. Предназначены для эксплуатации в электрических сетях переменного тока частоты 50 и 60 Гц с номинальным напряжением 110 кВ и выше, и представляют собой комплексный аппарат, состоящий из выключателя, встроенных трансформаторов тока и привода. Условия эксплуатации выключателя: высота над уровнем моря до 1000 м;

– значения температуры окружающего воздуха для исполнения У1 находятся в пределах от +40° С до -45°С

– окружающая среда невзрывоопасная, содержание коррозионно-активных агентов - для атмосферы типа II по ГОСТ 15150 – 69.

Выключатель нормально работает в условиях гололеда при толщине корки льда до 20 мм и ветре скоростью до 15 м/с, а при отсутствии гололеда -при ветре до 40 м/с.

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, а также ди-

намической и термической устойчивости к токам коротких замыканий. Для выбранного выключателя указывается тип привода.

Отключающую способность выключателя характеризуют симметричный номинальный ток отключения $I_{отк.н}$ (приведён в каталогах) и номинальное относительное содержание аperiodической составляющей β_n (определяется по кривой $\beta_n = f(t)$ для времени t от момента возникновения КЗ до начала размыкания контактов или по каталожным данным выключателя). Таким образом, на примере выключателя установленного на ОРУ 110 кВ ПС «Волна» с учетом таблицы 3 проведем выбор и проверку элегазового выключателя.

Таблица 3 – Условия выбора и проверки выключателей

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора и проверки
$I_{но} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma} + \Delta X^{(n)}}$	$U_{ном}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot K_{уд}$	$I_{ном}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$I_{вкл}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}}$	$i_{вкл}$	$I_{тер}^2 t_{отк} \geq B_K$
$t = t_{р.з} + t_{св}$	$I_{пр.скв}$	$I_{пр.скв} \geq I_{но}$
$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм}}{100} \cdot I_{откл.ном}$	$i_{пр.скв}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
$B_K = I_{но}^2 \cdot (t_{отк} + T_a)$	$I_{тер}^2 \cdot t_{отк}$	$I_{откл.ном} > I_{но}$

На ОРУ 110 кВ ПС «Волна» устанавливаем элегазовый выключатель типа **ВГТ – 110П – 40/2500У1**. При этом были произведены следующие расчеты.

Определяется максимальный рабочий ток в месте установки выключателя по формуле:

$$I_{max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (13)$$

$$I_{\max} = \frac{120 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = \frac{1,2 \cdot 10^8}{1,905 \cdot 10^5} = 629,837 \text{ А.}$$

Ударный ток в месте короткого замыкания:

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot I_{по.к1}^{(3)} \cdot K_{уд}, \quad (14)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент элемента электрической системы, который, можно определить по таблице 35,5 /ЭТС/.

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot 20,852 \cdot 0,03 = 47,182 \text{ кА.} \quad (15)$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ .

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (16)$$

где T_a – постоянная времени для 110 кВ.

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в}, \quad (17)$$

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 20,852 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,03}} = 29,489 \cdot e^{-1,333} = 7,773 \text{ кА.}$$

Для проверки возможности отключения выключателем аperiodической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ .

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot I_{ном.отк} \cdot \beta_{н\%}}{100}, \quad (18)$$

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,627 \text{ кА.}$$

Определяем величину теплового импульса короткого замыкания, характеризующего количество тепла, выделяющегося в аппарате и в проводнике за время отключения выключателя.

$$B_K = I_{но}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (19)$$

где $t_{откл}$ – время отключения выключателя, принимаем 0,178 с.

$$B_k = 20,852^2 \cdot (0,05 + 0,01) = 39,132 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Затем, с учетом условий приведенных в таблице 3, сравниваем каталожные параметры выключателя с рассчитанными данными. Аналогично, сравниваются разъединители, для которых достаточно параметров, рассчитанных по формулам (12), (13), (17). В таблице 4 выбраны выключатели **ВГТ – 110П – 40/2500У1** (выключатель элегазовый) с приводом **ППрК – 1800С** (привод пружинный кулачковый, специальный), и разъединители **РНД – 110/630 Т1** (наружного типа двухколонковый) с типом привода **ПР – Т1**, тип выбранного разъединителя был определен из таблицы 5.5 /25/.

Привод выключателя предназначен для операции включения, для удержания во включенном положении и для отключения выключателя.

Привод — это специальное устройство, создающее необходимое усилие для производства перечисленных операций. В некоторых выключателях привод конструктивно связан в одно целое с его контактной системой (воздушные выключатели).

Таблица 4 – Сравнение каталожных и расчетных данных оборудования РУ

Расчетные данные	Сравниваемые параметры	
	<u>ВГТ – 110П – 40/2500У1</u>	<u>РНД – 110/630 Т1</u>
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 629,837 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$i_{y\partial} = 47,182 \text{ кА}$	$i_{пр.сквоз} = 102 \text{ кА}$	$I_{дин.} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 39,132 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{отк} = 96 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{отк} = 43,969 \text{ кА}^2\text{с}$
$I_{по} = 20,852 \text{ кА}$	$I_{пр.сквоз} = 40 \text{ кА}$	
$i_{a\tau} = 7,773 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 22,627 \text{ кА}$	
$I_{по} = 20,852 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	

В таблице 5 выбраны выключатели **ВГТ – 220П – 40/2500У1** (выключатель элегазовый) с приводом **ППрК – 1800С** (привод пружинный кулачковый,

специальный), и разъединители **РНД – 220/630 Т1** (наружного типа двухколонковый) с типом привода **ПДН – 220Т**, для ОРУ 220 кВ ПС «Волна-2».

Таблица 5 – Сравнение каталожных и расчетных данных оборудования РУ

Расчетные данные	Сравниваемые параметры	
	<u>ВГТ – 220П – 40/2500У1</u>	<u>РНД – 220/630 Т1</u>
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{Н=} = 220 \text{ кВ}$
$I_{max} = 262,432 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$i_{уд} = 43,654 \text{ кА}$	$i_{пр.сквоз} = 102 \text{ кА}$	$I_{дин.} = 100 \text{ кА}$
$B_K = 30,037 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{отк} = 96 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{отк} = 44,8 \text{ кА}^2\text{с}$
$I_{по} = 17,342 \text{ кА}$	$I_{пр.сквоз} = 40 \text{ кА}$	
$i_{ат} = 9,022 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 22,627 \text{ кА}$	
$I_{по} = 17,342 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	

В таблицах 6, 7 приведены расчеты ПС «Зеленый угол» 110 кВ и 220 кВ соответственно.

Таблица 6 – Сравнение каталожных и расчетных данных оборудования РУ

Расчетные данные	Сравниваемые параметры	
	<u>ВГТ – 110П – 40/2500У1</u>	<u>РНД – 110/630 Т1</u>
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{Н=} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 262,432 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$i_{уд} = 55,785 \text{ кА}$	$i_{пр.сквоз} = 102 \text{ кА}$	$I_{дин.} = 80 \text{ кА}$
$B_K = 34,235 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{отк} = 96 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{отк} = 43,969 \text{ кА}^2\text{с}$
$I_{по} = 22,161 \text{ кА}$	$I_{пр.сквоз} = 40 \text{ кА}$	
$i_{ат} = 8,261 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 22,627 \text{ кА}$	
$I_{по} = 22,161 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	

Таблица 7 – Сравнение каталожных и расчетных данных оборудования РУ

Расчетные данные	Сравниваемые параметры	
	<u>ВГТ – 220П – 40/2500У1</u>	<u>РНД – 220/630 Т1</u>
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{Н=} = 220 \text{ кВ}$
$I_{max} = 288,675 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$i_{уд} = 46,577 \text{ кА}$	$i_{пр.сквоз} = 102 \text{ кА}$	$I_{дин.} = 100 \text{ кА}$
$B_K = 34,235 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{отк} = 96 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{отк} = 44,8 \text{ кА}^2\text{с}$
$I_{по} = 18,503 \text{ кА}$	$I_{пр.сквоз} = 40 \text{ кА}$	
$i_{ат} = 9,626 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 22,627 \text{ кА}$	
$I_{по} = 18,503 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	

В таблицах 8, 9 приведены расчеты ПС «Волна» и «Зеленый угол» 6 кВ, соответственно.

Таблица 8 – Сравнение каталожных и расчетных данных оборудования РУ

Расчетные данные	Сравниваемые параметры	
	<u>ВЭ – 6 – 40/1600УЗ</u>	<u>РВПЗ – 20/12500 УЗ</u>
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{Н=} = 20 \text{ кВ}$
$I_{max} = 481,125 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} = 12500 \text{ А}$
$i_{уд} = 95,031 \text{ кА}$	$i_{пр.сквоз} = 128 \text{ кА}$	$I_{дин.} = 160 \text{ кА}$
$B_K = 288,19 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{отк} = 136 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{отк} = 129,6 \text{ кА}^2\text{с}$
$I_{по} = 35,553 \text{ кА}$	$I_{пр.сквоз} = 40 \text{ кА}$	
$i_{ат} = 5,537 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 11,314 \text{ кА}$	
$I_{по} = 35,553 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	

На стороне 6 кВ устанавливаем электромагнитный выключатель типа **ВЭ – 6 – 40/1600УЗ** (выключатель электромагнитный, для работ с умеренным климатом и закрытых помещений).

Тип выбранного разъединителя был определен из таблицы 5.5 /3/, **РВПЗ – 20/12500 УЗ** (разъединитель внутренней установки, с поступательным движением главных заземляющих ножей), с типом привода **ПД – 12УЗ**.

Таблица 9 – Сравнение каталожных и расчетных данных оборудования РУ

Расчетные данные	Сравниваемые параметры	
	<u>ВЭ – 6 – 40/1600УЗ</u>	<u>РВПЗ – 20/12500 УЗ</u>
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 20 \text{ кВ}$
$I_{max} = 481,125 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} = 12500 \text{ А}$
$i_{уд} = 95,031 \text{ кА}$	$i_{пр.сквоз} = 128 \text{ кА}$	$I_{дин.} = 160 \text{ кА}$
$B_K = 125,536 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{отк} = 136 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{отк} = 129,6 \text{ кА}^2\text{с}$
$I_{по} = 35,367 \text{ кА}$	$I_{пр.сквоз} = 40 \text{ кА}$	
$i_{а\tau} = 4,561 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 11,314 \text{ кА}$	
$I_{по} = 35,367 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	

Остальной расчет приведен в приложении Г, в программе MathCAD.

Таким образом, в этом пункте были выбраны и проверены по необходимым условиям выключатели и разъединители для различных участков энергосистемы.

1.3.2 Выбор трансформаторов тока

Измерительные трансформаторы тока предназначены для преобразования тока до значения, удобного для измерения, и выполненный так, что вторичный ток с требуемой точностью соответствует первичному току как по модулю, так и по фазе.

Первичную обмотку трансформатора включают последовательно в цепь измеряемого тока. Она имеет небольшое число витков и выполнена из проводника относительно большого сечения.

Трансформаторы тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначается для включения электроизмерительных приборов, другая - для приборов защиты. Выбор трансформаторов тока произво-

дится по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), ток первичной цепи току вторичных обмоток, при выбранном классе точности, электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Класс точности трансформатора тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5.

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя.

Трансформаторы тока выбирают:

- по конструкции и роду установки (проходной, опорный, встроенный);
- номинальному напряжению;
- номинальному току;
- классу точности.

Таблица 10 – Условия выбора трансформаторов тока

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$i_{y\delta} = \sqrt{2} I_{но} K_{y\delta}$ $r_2 = r_{приб} + r_{np} + r_k$ $r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}$ $r_{np} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k$	$U_{ном}$ $I_{1ном}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$ $I_{1ном} \geq I_{max}$ $Z_{2ном} \geq Z_2$ $i_{y\delta} \leq i_{дин}$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2.5 мм² по меди и 4 мм² по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{ПРОВ} \cong r_{ПРОВ}$.

На электрических подстанциях используются измерительные приборы четырех типов:

- показывающие аналоговые и цифровые приборы - для визуального наблюдения за параметрами режима;
- регистрирующие (самопишущие) приборы - для непрерывной графической или цифровой записи параметров в нормальном режиме;
- интегрирующие приборы (счетчики) - для суммирования показаний во времени;
- фиксирующие приборы (самописцы с ускоренной записью, осциллографы, регистраторы событий) - для графической (цифровой) записи параметров в аварийных режимах.

Для электрических измерений применяют, как правило, индивидуальные измерительные приборы.

В соответствии с /26/ щитовые показывающие и регистрирующие приборы должны иметь класс точности не ниже 2,5; счетчики активной энергии (расчетные) - не ниже 2,0, а для линий межсистемных связей напряжением 110 - 150 кВ - 1,0; для линий 220 кВ и выше - 0,5. Класс точности счетчиков реактивной энергии выбирают на одну ступень ниже класса точности соответствующих счетчиков активной энергии. Для фиксирующих приборов допускается класс 3,0. Амперметры РУ подстанций могут иметь класс точности 4,0.

Состав измерительных приборов, которые должны быть установлены для контроля за режимом работы основного электрооборудования ПС, следующий /34/:

– сторона 6 кВ: вводной выключатель: амперметр, ваттметра, варметр, счетчики активной и реактивной энергии; выключатель ВЛ к потребителям: амперметр, счетчики активной и реактивной энергии; секционный выключатель: амперметр.

– сторона 110 кВ: ввод от автотрансформатора: амперметр, ваттметр и варметр с двухсторонней шкалой, двойной комплект счетчиков активной и реактивной энергии со стопорами; сборные шины - на каждой рабочей секции шин - вольтметр с переключением для измерения междуфазных напряжений, регистрирующий вольтметр, осциллограф, фиксирующий импульсный прибор

(ФИП) - для определения места повреждения, регистрирующий и показывающий частотомеры; обходной выключатель - амперметр, ваттметр и варметр с двухсторонней шкалой, расчетные счетчики активной и реактивной энергии, ФИП; расчетные счетчики активной и реактивной энергии на линиях к потребителям; обходная система шин - показывающий вольтметр.

– сторона 220 кВ: ввод от автотрансформаторов: амперметр; сборные шины - на каждой рабочей секции шин - вольтметр с переключением для измерения междуфазных напряжений, регистрирующий вольтметр, регистрирующий и показывающий частотомеры; шиносоединительный выключатель - амперметр; линии 220 кВ - амперметр, ваттметр, варметр, ФИП; расчетные счетчики активной и реактивной энергии на линиях к потребителям; обходной выключатель - амперметр, ваттметр и варметр с двусторонней шкалой, расчетные счетчики активной и реактивной энергии; обходная система шин - показывающий вольтметр.

Покажем выбор трансформатора тока на линии 220 кВ с учетом таблицы Г.1, остальной расчет приведен в приложении Г, в программе MathCAD

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$z_{2\text{доп}} \geq \Sigma(r_{\text{приб}} + r_{\text{ПП}} + r_{\text{к}}). \quad (20)$$

Выбираем на линии 220 кВ трансформаторы тока марки **ТФЗМ – 220Б**, со справочными данными /Нк/: $U_{\text{ном}} = 220$ кВ, $I_{\text{ном}} = 600$ А, $Z_{2\text{ном}} = 30$ Ом.

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока к.з. в точке К – 2.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (21)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,5}{5^2} = \frac{1,5}{25} = 0,06 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{np} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_K, \quad (22)$$

где r_K - сопротивление контактов ($r_K = 0,05 \text{ Ом}$, при трех приборах).

$$r_{np} = 1,2 - 0,06 - 0,05 = 1,09 \text{ Ом}.$$

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}}, \quad (23)$$

где l – длина соединительных проводов, равная 150 м;

ρ – удельное сопротивление материала провода, для А1 = 0,0283 Ом/м.

$$S = \frac{0,0283 \cdot 150}{1,09} = 3,894 \text{ мм}^2.$$

Зависимость длины соединительных проводов от номинального напряжения приведен в /34, страница 375/.

Выбираем провод марки АКРВГ с сечением 4 мм².

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S}, \quad (24)$$

$$r_{np} = \frac{0,0283 \cdot 150}{3,894} = 1,09 \text{ Ом}.$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 1,2 \text{ Ом}.$$

Для обеспечения стойкости трансформаторов тока при КЗ необходимо, чтобы удовлетворялось следующее условие:

$$k_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \geq i_{уд}, \text{ т.е. } 50 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,75 = 53,033 \geq 46,577.$$

Таким образом, был выбран трансформатор тока марки **ТФЗМ – 220Б – I** (трансформатор тока с фарфоровой изоляцией, обмоткой звеньев типа, маслonaполненный), сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 11, справочные данные были взяты из таблицы 5.9 /25/.

Таблица 11 – Выбор и сравнение параметров ТТ **ТФЗМ – 220Б – I**

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 750 \text{ А}$	$I_{max} = 650 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1.2 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$k_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном} = 53,033 \text{ кА}$	$i_{уд} = 46,577 \text{ кА}$	$k_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном} \geq i_{уд}$

Аналогичным образом выбираются и остальные трансформаторы тока. В таблице 12 приведен выбор трансформаторов тока на ОРУ 110 кВ, в таблице 13 на напряжение 6 кВ.

Таблица 12 – Выбор и сравнение параметров ТТ **ТФЗМ – 110Б – I**

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{max} = 596.3 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$Z_{2ном} = 30 \text{ Ом}$	$Z_2 = 30 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$k_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном} = 127.3 \text{ кА}$	$i_{уд} = 28.5 \text{ кА}$	$k_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном} \geq i_{уд}$

Таблица 13 – Выбор и сравнение параметров ТТ **ТОЛК – 6**

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 6000 \text{ А}$	$I_{max} = 5900 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$k_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном} = 180.5 \text{ кА}$	$i_{уд} = 90 \text{ кА}$	$k_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном} \geq i_{уд}$

1.3.3 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения типа НОМ, соединенных по схеме “открытый треугольник”. Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6-10 кВ) устанавливают 3-х обмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки.

Таблица 14 – Условия выбора трансформаторов напряжения

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}$ $r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k$ $S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}$	$U_{\text{ном}}$ $S_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $S_{2\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}$

Для упрощения расчетов, приближенно без учета схем включения приборов, расчетную нагрузку во вторичной цепи можно определить по выражению:

$$S_{2\text{расч}} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}}\right)^2} = P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2. \quad (25)$$

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2\text{расч}}$. Должно при этом соблюдаться условие: $S_{2\text{расч}} \leq S_{\text{дон}}$.

За $S_{\text{дон}}$ принимается, для трехфазного трансформатора, мощность всех трех фаз, приведенная в паспортных данных при работе в соответствующем классе точности.

В таблице Г.IV приведен перечень приборов, подключенных к вторичной нагрузке трансформаторов напряжения на ОРУ 110 кВ, а в таблице Г.V перечень приборов, подключенных к вторичной нагрузке трансформаторов напря-

жения на ОРУ 220 кВ, в таблице Г.VI в КРУ 6 кВ, а также и их суммарная потребляемая мощность.

Выбираем с учетом таблицы Г.IV в цепи ввода автотрансформатора, трансформатор напряжения **НКФ – 110 – 83У1** (трансформатор напряжения каскадный в фарфоровой крышке, для работ в умеренном климате), проверим его по вторичной нагрузке используя формулу (25):

$$S_{2расч} = \sqrt{60^2 + 116,8^2} = 131,31 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Сравнение каталожных и расчетных данных **НКФ – 110 – 83У1**

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$S_{ном} = 400 \text{ ВА}$	$S_{2расч} = 131,31 \text{ ВА}$	$S_{ном} \geq S_{2расч}$

На примере выключателя ПС 220 кВ «Зеленый угол» выбираем трансформатор напряжения марки **НКФ – 220 – 58У1**, вторичная нагрузка которого по расчетам равна:

$$S_{2расч} = \sqrt{18^2 + 27,2^2} = 32,617.$$

Сравнение каталожных данных и расчетных трансформатора напряжения **НКФ – 220 – 58У1** приведено в таблице 16.

Таблица 16 – Сравнение каталожных и расчетных данных **НКФ – 220 – 58У1**

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$S_{ном} = 400 \text{ ВА}$	$S_{2расч} = 32,617 \text{ ВА}$	$S_{ном} \geq S_{2расч}$

Для КРУ 6 кВ выбираем четыре трансформатора напряжения **ЗНОЛ 09-6Т2** (однофазный трансформатор напряжения, заземляемый с одним заземляющим вводом обмотки высшего напряжения, с литой изоляцией), установленные по два в неполную звезду, $S_{2расч} = 255,778 \text{ ВА}$.

Таблица 17 – Сравнение каталожных и расчетных данных **ЗНОЛ 09-6Т2**

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 6,3$ кВ	$U_{уст} = 6,3$ кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$S_{ном} = 600$ ВА	$S_{2расч} = 255,778$ ВА	$S_{ном} \geq S_{2расч}$

Аналогичным образом выбираются остальные трансформаторы напряжения, расчет приведен в приложении Г, в программе MathCAD 15.

Выбранные трансформаторы напряжения и их параметры определены по таблице 5.13 /25/.

1.3.4 Выбор шинных конструкций, изоляторов

Выбор гибких шин и токопроводов

В ОРУ 35 кВ и выше обычно применяют гибкие шины, выполненные сталеалюминевыми проводами.

Выбор сборных шин 110 и 220 кВ по экономической плотности тока не выбираются, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения, т.е. блок генератор трансформатор. В данном случае предельная мощность на каждой из подстанции не может превышать 300 МВА, поэтому $I_{max}=I_{ном}=578,542$ А. Принимаем марку провода **АС – 300/39**, $q = 300$ мм², $I_{дон}=690$ А.

Проведем проверку шин на сжестывание на ОРУ 110 кВ, т.к. трехфазный ток КЗ больше 20 кА.

Определим усилие от длительного протекания тока двухфазного к.з. по формуле:

$$f = 10^{-7} \cdot \frac{1,5 \cdot I^{(3)2} \cdot 10^3}{D}, \quad (26)$$

где D – расстояние между фазами, м;

$I^{(2)2}$ – среднеквадратичное значение тока двухфазного к.з.

$$f = 10^{-7} \cdot \frac{1,5 \cdot 22^2}{4} = 0,018 \text{ Н/м.}$$

Определяем силу тяжести 1 м шинпровода с учетом внутрифазных рас-
порок по формуле:

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m, \quad (27)$$

где m – масса 1 м шинпровода, кг.

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot (1,6 \cdot 2 + 3,48 \cdot 3) = 147,039 \text{ Н/м.}$$

По /34, диаграмм 4.9/ определяем отклонение шины b , и угла α . Затем
найденное значение отклонения шины сравниваем с максимально допустимым:

$$b_{\text{дон}} = \frac{D - d - a_{\text{дон}}}{2}, \quad (28)$$

где d – диаметр шины;

$a_{\text{дон}}$ – наименьшее допустимое расстояние в свету между соседними
фазами в момент их наибольшего сближения, по /34, 0,45 м/.

$$b_{\text{дон}} = \frac{4 - 0,15 - 0,45}{2} = 1,7 > 0,9 \text{ м.}$$

Таким образом, схлестывания не произойдет.

Произведем проверку по условиям коронирования выбранных шин.

Разряд короны возникает при критической напряженности электрическо-
го поля, равной:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (29)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,12}} \right) = 31,866 \text{ кВ/см.}$$

В распределительных устройствах 220 кВ и выше каждая фаза для
уменьшения коронирования, выполняется двумя, тремя или четырьмя провода-
ми, т.е. применяются расщепленные провода.

Но так как применяем нерасщепленный провод, то напряженность элект-
рического поля (максимальное значение) вокруг нерасщепленных проводов,
определяется по формуле:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_o \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_o}}, \quad (30)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,12 \cdot \lg \frac{504}{1,12}} = 26,208 \text{ кВ/см.}$$

где D_{cp} - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

При горизонтальном расположении:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (31)$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 400 = 504 \text{ см.}$$

Условие проверки:

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 26,208 = 28,043 < 1,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 31,866 = 28,679.$$

Т.о. провод АС – 300/39 удовлетворяет условиям короны.

Произведем выбор жестких шин 6 кВ, первоначально определим номинальный ток:

$$I_{ном.т} = \frac{6000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 577,35 \text{ А.}$$

Полагаем, что сборные шины расположены плашмя в одной плоскости с расстоянием между осями шин смежных фаз $a = 0,4$ м и пролётом $l = 1,5$ м.

Выбираем алюминиевые (сплав АД31Т) шины прямоугольного сечения 80×6 мм, сечение 477 мм², где $b = 6$ мм – высота, $h = 80$ мм – ширина шины.

Проверка по термостойкости исходя из данных точки К–5:

Тепловой импульс тока к.з.:

$$B_k = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + Ta), \quad (32)$$

$$B_k = 7,83^2 \cdot (1,55 + 0,045) = 97,788 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c}, \quad (33)$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{97,778 \cdot 10^3}}{91} = 108,662 \text{ мм}^2,$$

где $c=91$ принимаю по таблице 3.14 /34/.

$$q_{min} < S.$$

Шины термически стойкие.

Проверка на механическую прочность.

Наибольшее удельное усилие при трехфазном к.з. определяется по формуле:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^{(3)2}}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (34)$$

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{19,941^2}{0,4} \cdot 10^{-7} = 172,185 \text{ Н},$$

где $a = 0,4 \text{ м}$.

Сила f создает изгибающий момент, равный

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10}, \quad (35)$$

$$M = \frac{172,185 \cdot 1,5^2}{10} = 38,742 \text{ Н/м},$$

где l – длина пролета между опорными изоляторами.

Напряжение в материале шин, возникающие при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{фрасч} = 1,76 \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{a \cdot W} \cdot 10^{-8}, \quad (36)$$

$$\sigma_{фрасч} = 1,76 \cdot \frac{19,941^2 \cdot 1,5^2}{0,4 \cdot 6,413 \cdot 10^{-6}} \cdot 10^{-8} = 6,139 \text{ МПа},$$

где W – момент сопротивления при горизонтальном расположении.

$$W = 0,176 \cdot b \cdot h^2, \quad (37)$$

$$W = 0,176 \cdot 0,006 \cdot 0,08^2 = 6,413 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$$

Для однополосных шин

$$\sigma_{дон} = 40 \text{ МПа}; \text{ по таблице 4.2 /34/}.$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{дон}.$$

Т.о. шины механически прочны.

Выбор изоляторов

Выбор опорных изоляторов осуществляем по номинальному напряжению и допустимой нагрузке. Выбираем опорные изоляторы **ИО-20-30,00 УЗ**.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_u = 1,62 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (38)$$

$$F_u = 1,62 \cdot \frac{164400^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 10946 \text{ Н.}$$

Поправка на высоту коробчатых шин:

$$k_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + c + h/2}{H_{из}}, \quad (39)$$

$$k_h = \frac{206 + 8 + 175/2}{206} = 1,46,$$

$$F_{расч} = k_h \cdot F_u, \quad (40)$$

$$F_{расч} = 1,46 \cdot 10946 = 15981 \text{ Н,}$$

$$F_{дон} = 0,6 F_{разр}, \quad (41)$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 30 = 18 \text{ кН.}$$

Таблица 18 – опорные изоляторы **ИО-20-30,00 УЗ**

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_y = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$	$U_y < U_{ном}$
$F_{расч} = 15981 \text{ Н}$	$F_{дон} = 18000 \text{ Н}$	$F_{расч} < F_{дон}$

1.3.5 Выбор ограничителей перенапряжения и КРУ

Основным средством снижения перенапряжения на изоляции электрооборудования РУ являются ОПН. Необходимое количество и схема установки ОПН определяются на основании расчета грозозащиты РУ.

Нелинейные ограничители перенапряжения предназначены для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений. В отличие от традиционных вентильных разрядников с искровыми

промежутками и карборундовыми резисторами ограничители перенапряжения не содержат искровых промежутков и состоят только из колонки металлооксидных нелинейных резисторов (варисторов) на основе окиси цинка, заключенных в полимерную или фарфоровую покрывку.

Варисторы изготавливаются из окиси цинка (ZnO) с малыми добавками окислов других металлов. Количество сопротивлений в колонке зависит от наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН. Колонки варисторов ведут себя подобно конденсаторам при воздействии напряжения. В нормальном режиме ток через варистор носит емкостной характер и составляет десятые доли миллиампера. При возникновении волн перенапряжений варисторы ограничителя переходят в проводящее состояние и ограничивают дальнейшее нарастание напряжения на выводах. Когда напряжение снижается, ограничитель возвращается в непроводящее состояние.

Благодаря своей высокой нелинейности ограничители перенапряжения обеспечивают более глубокое ограничение перенапряжений по сравнению с вентильными разрядниками и выдерживают без ограничения времени рабочее напряжение сети. Отсутствие искрового промежутка обеспечивает постоянное подключение ОПН к защищаемому оборудованию.

Варисторы размещаются в фарфоровом или полимерном корпусе, который несет на себе механическую нагрузку от собственной массы, внешних воздействий (гололеда, ветра, подводящих проводов).

На стороне ВН автотрансформаторов выбираем ОПН марки **ОПН – 220ХЛ1** с классом напряжения 220 кВ.

На стороне СН автотрансформаторов выбираем ОПН марки **ОПН – 110ХЛ1** с классом напряжения 110 кВ.

Маркировка ОПН переводится следующим образом: ограничитель перенапряжения нелинейный, для использования в холодном климате ХЛ, и в умеренном У.

На стороне НН трансформаторов выбираем ОПН марки **SPA – I - 06** с классом напряжения 6 кВ.

Комплектные распределительные устройства напряжением 6 – 10 кВ серии **К – 63** предназначены для приема и распределения переменного трехфазного тока промышленной частоты. КРУ поставляется отдельными ячейками с элементами состыковки ячеек в распредустройство.

На низкой стороне автотрансформаторов номинальным напряжением 6,3 кВ выбираем КРУ марки **К – 63** номинальным током главных цепей 630 А, фирмы «ЭЛЕКТРОЩИТ» ОАО Самарский завод.

1.4 Расчет электромеханических устройств релейной защиты и автоматики ВЛ «Волна-2 – Зеленый угол»

1.4.1 Расчет дистанционной релейной защиты ВЛ

Дистанционные защиты используются в сетях сложной конфигурации для защиты линий от междуфазных КЗ. Эти защиты приходят в действие при снижении сопротивления сети, т.е. являются минимальными. Основными преимуществами дистанционных защит по сравнению с токовыми защитами являются независимость защищаемой зоны при изменении уровня токов КЗ, т.е. при изменении режима работы сети, а также направленность действия. Селективность защит смежных линий обеспечивается введением ступенчатых выдержек времени: все КЗ в пределах I зоны (ступени), ближайшей к месту установки защиты, отключаются с минимальным временем; все КЗ в пределах II зоны — с большим временем; КЗ в пределах последней, III зоны, отключаются с наибольшим временем. Измерительными органами защиты являются направленные реле полного сопротивления, которые называются дистанционными органами (реле I и II ступеней) и пусковыми органами (реле III ступени).

На рисунке 5 приведена структурная схема дистанционной защиты панели ЭПЗ 1636. Основными элементами защиты являются:

а) блок измерения, включающий набор реле сопротивления с согласующими трансреакторами (по цепям тока) и трансформаторами (по цепям напряжения);

б) блокировка при качаниях, разрешающая работу защиты на время ликвидации КЗ в сети;

в) блокировка при неисправностях цепей напряжения;

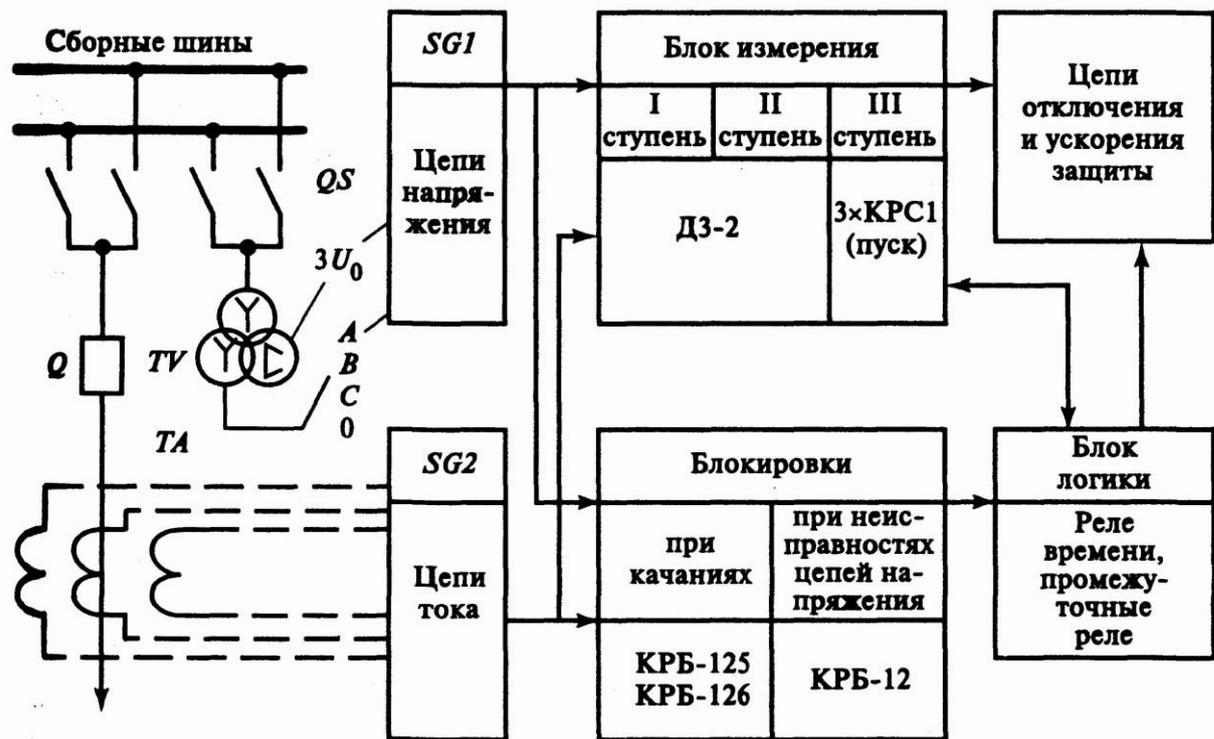


Рисунок 5 – Структурная схема дистанционной защиты панели ЭПЗ 1636

1) Место установки защиты ПС «Волна-2». Уставка срабатывания первой ступени выбирается из условия отстройки от КЗ на шинах ПС «Зеленый угол». Пример расчета покажем со стороны ПС «Волна-2», полный же расчет приведен в приложении Д, в программе MathCAD 15, таким образом:

$$Z_{с.з.}^I = 0,85 \cdot x_l, \quad (42)$$

$$Z_{с.з.}^I = 0,85 \cdot 3,046 = 2,589 \text{ Ом.}$$

Длина линии, защищаемая первой ступенью защиты равна 6,035 км.

2) Уставка срабатывания второй ступени (для обеспечения защиты линии при КЗ на шинах ПС «Зеленый угол» и КЗ за автотрансформатором) ввиду отсутствия данных системы выбирается по меньшему из двух условий:

$$Z_{с.з.}^{II} = \begin{cases} 1,25 \cdot x_l \\ 0,85 \cdot \left(x_l + \frac{(1-\Delta U)^2}{k_T} \cdot x_{АТР} \right) \end{cases}, \quad (43)$$

где $k_T = \frac{I_{выбр}^{(3)}}{I_{кз.т.5}^{(3)}} = \frac{7,2}{35,553} = 0,203$ – коэффициент токораспределения с учетом

КЗ за автотрансформатором.

$$Z_{с.з.}^{II} = \begin{cases} 1,25 \cdot 3,046 \\ 0,85 \cdot \left(3,046 + \frac{(1-0,12)^2}{0,203} \cdot 48,6 \right) \end{cases} = \begin{cases} 3,807 \\ 160,554 \end{cases} \text{ Ом.}$$

Чувствительность второй ступени защиты, определяется по следующей формуле:

$$k_q^{II} = \frac{Z_{с.з.}^{II}}{x_l}, \quad (44)$$

$$k_q^{II} = \frac{3,807}{3,046} = 1,25 \geq 1,25 \text{ – условие выполняется.}$$

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование, за отсутствием данных $t_{с.з.}^{II} = \Delta t$.

3) Уставка срабатывания третьей ступени защиты выбирается, как правило, по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается либо по длительно допустимому току нагрева провода, либо задается диспетчерской службой энергосистемы, в последнем случае указывается $\cos \varphi$ нагрузки:

$$Z_{с.з.}^{III} = \frac{U_{мин.экспл}}{\sqrt{3} \cdot k_n \cdot k_B \cdot I_{нагр} \cdot \cos(\varphi_{м.ч} - \varphi_{нагр})}, \quad (45)$$

где $U_{мин.экспл}$ – минимальное эксплуатационное напряжение, предварительно может быть принято равным $0,9 U_{ном}$;

$k_n = 1,2$ – коэффициент надежности;

$k_B = 1,1$ – коэффициент возврата (для реле сопротивления);

$\varphi_{м.ч} = 65-80^\circ$ – угол максимальной чувствительности реле сопротивления;

$\varphi_{нагр}$ – угол сопротивления, обусловленного нагрузкой.

Первоначально $Z_{с.з.}^{III}$ определяется при $\cos(\varphi_{м.ч} - \varphi_{нагр}) = 1$, но если чувствительность защиты получается недостаточной, то учитывают

характер нагрузки и $\phi_{м.ч}$ обычно $\phi_{нагр} < 30—40^\circ$.

$$Z_{с.з.}^{III} = \frac{198}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,1 \cdot 0,69 \cdot 1} = \frac{198}{1,578} = 125,511 \text{ Ом},$$

$$k_{ч}^{III} = \frac{125,511}{3,046} = 41,207 \geq 1,2.$$

Выдержка времени третьей ступени выбирается на ступень селективности больше выдержки времени вторых ступеней защит, т.е.

$$t_{с.з.}^{II} = 2 \cdot \Delta t.$$

4) Производится оценка о возможности применения защиты в качестве основной или резервной, для чего определяется остаточное напряжение на шинах при КЗ в конце первой ступени, %:

$$U_{ост} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot x_{л} \cdot I_{к}}{U_{ср.ном}} \cdot 100, \quad (46)$$

где $I_{к}$ – ток линии при трехфазном КЗ в конце первой ступени защиты, определяемый по кривым спада. Если остаточное напряжение на шинах транзитной подстанции будет равно или больше 60 % (в минимальном режиме), то защита применяется в качестве основной от междуфазных КЗ, если менее 60 %, то в качестве резервной или в качестве основной с некоторыми оговоренностями потребителей электроэнергии.

$$U_{ост} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 3,046 \cdot 7,2}{230} \cdot 100 = 14,038 \leq 60 \text{ \%}.$$

Таблица 19 – Рассчитанные параметры дистанционной защиты.

Место установки защиты	Параметры					
	$Z_{с.з.}^I, \text{ Ом}$	$Z_{с.з.}^{II}, \text{ Ом}$	$Z_{с.з.}^{III}, \text{ Ом}$	$k_{ч}^{II}$	$k_{ч}^{III}$	$U_{ост}, \text{ \%}$
Волна-2	2,589	3,807	125,511	1,25	41,207	14,038
Зеленый угол	2,589	3,807	131,216	1,25	43,08	18,522

1.4.2 Расчет максимальной токовой защиты

Максимальные токовые защиты (МТЗ) приходят в действие при увеличении тока в линии сверх некоторого значения, определяемого условиями избирательности. В качестве реле, реагирующих на возрастание тока, используются максимальные токовые реле типа РТ-40 и различные комплектные защиты, выполненные на их базе, или измерительные органы тока современных защит.

Для линий с односторонним питанием МТЗ выполняется многоступенчатой и обычно служит основной защитой от междуфазных повреждений. Для линий с двухсторонним питанием МТЗ используется, как правило, в качестве отсечки.

Ток срабатывания отсечки определяется с учетом двух условий, отстройка от тока качания и тока в конце линии приемной подстанции, а именно расчеты проводятся с большим током (пример расчета со стороны ПС «Волна-2»).

$$I_{\text{кач.макс}} = \frac{2,1 \cdot U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{C1} + x_{C2} + x_{\text{л}})}, \quad (47)$$

$$I_{\text{кач.макс}} = \frac{2,1 \cdot 230}{\sqrt{3} \cdot (41,692)} = 6,689 \leq I_{m.2}^{(3)\prime} = 6,833 \text{ кА},$$

$$I_{\text{с.з.}} = I_{m.2}^{(3)\prime} \cdot k_3, \quad (48)$$

где k_3 – коэффициент запаса по избирательности равный 1,3,

$$I_{\text{с.з.}} = 6,833 \cdot 1,3 = 8,2 \text{ кА}.$$

Чувствительность защиты:

$$k_{\text{ч}} = \frac{8,003}{8,2} = 0,976 \leq 1,2.$$

Таким образом, защита по коэффициенту чувствительности не проходит, а учитывая его значения, остаточное напряжение не прикрывает и 10 %, значит МТЗ применяться не может, аналогичная ситуация и со стороны ПС «Зеленый угол».

1.4.3 Расчет токовой защиты нулевой последовательности (ТЗНП)

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю применяют максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняются многоступенчатыми с органом направления мощности или без него. В качестве токового органа защиты используется реле типа РТ-40, которое включается на выход фильтра тока нулевой последовательности. В качестве такого фильтра часто используется нулевой провод трансформаторов тока, соединенных по схеме полной звезды.

1) Ток срабатывания отсечки первой ступени выбирается по условию, что отстройка выполняется от максимального тока $3I_0$, протекающего через защиту при КЗ на шинах приемной подстанции. Расчет проводится со стороны ПС «Волна-2»:

$$I_{c.з.}^I = 5,24 \cdot 1,3 = 6,812 \text{ кА.}$$

2) Вторая ступень: ввиду отсутствия данных системы принимается ориентировочно из условия обеспечения, что $k_q=1,5$ и отсечка защищает 60 % линии, время срабатывания II – ступени 0,5 с, следовательно:

$$I_{c.з.}^{II} = \frac{I_2^{(1)}}{k_q}, \quad (49)$$

$$I_{c.з.}^{II} = \frac{5,24}{1,5} = 3,494 \text{ кА,}$$

Отстройка от броска намагничивающего тока на отпаечной подстанции при ускорении второй ступени защиты. Определяется относительное время срабатывания защиты при $t_{c.з.} = 1,3$:

$$t_{c.з.}^{\wedge} = \frac{t_{c.з.}}{\tau_{220}}, \quad (50)$$

где τ_{220} – постоянная времени для 220 кВ равна 250 мс,

$$t_{c.з.}^{\wedge} = \frac{1,3}{0,25} = 5,2 \text{ с.}$$

По полученному соотношению, используя график изображенный на рисунке 2.10 /17, стр. 50/ определим коэффициент затухания тока при однофазном

включении ($C_{\sigma}=0,3$), а затем найдем ток срабатывания защиты по условиям отстройки от броска намагничивающего тока при однофазном включении, по формуле:

$$I_{с.з.}^{II} = \frac{U_{ном} \cdot C_{\sigma 2}}{\sqrt{3} \cdot x_{расч}}, \quad (51)$$

где $x_{расч}$ – расчетное сопротивление контура включения трансформатора,

$$x_T = \frac{x_{T.относ}}{100} \cdot \frac{U_{ср.ном}^2}{S_T}, \quad (52)$$

$$x_{T.относ} = \frac{(21,7 + U_{к.ВН})}{1,35},$$

$$x_{T.относ} = \frac{(21,7 + 45)}{1,35} = 49,407 \%,$$

$$x_T = \frac{49,407}{100} \cdot \frac{230^2}{125} = 209,092 \text{ Ом},$$

$$x_{расч} = x_1 + x_2 + x_T, \quad (53)$$

$$x_{расч} = 6,298 + 0,71 + 209,092 = 216,101 \text{ Ом},$$

$$I_{с.з.}^{II} = \frac{220 \cdot 0,3}{\sqrt{3} \cdot 216,101} = 0,205 \text{ кА}.$$

Коэффициент чувствительности II ступени:

$$k_{\chi} = \frac{5,24}{0,205} = 29,719 \geq 1,5.$$

3) Отстройка от тока небаланса при трехфазном КЗ:

$$I_{с.з.}^{III} = k_3 \cdot k_{нб} \cdot I_2^{(3)}, \quad (54)$$

где $k_{нб}$ – коэффициент небаланса равен 0.1,

$$I_{с.з.}^{III} = 1,25 \cdot 0,1 \cdot 6,833 = 0,854 \text{ кА}.$$

Коэффициент чувствительности III ступени:

$$k_{\chi} = \frac{5,24}{0,854} = 6,135 \geq 1,2.$$

1.5 Расчет электромеханических устройств релейной защиты и автоматики автотрансформатора на ПС «Зеленый угол»

1.5.1 Продольная дифференциальная токовая защита

1. Рассчитаем защиту автотрансформатора АДЦТН-125000/220/110 на ПС «Зеленый угол». Автотрансформатор имеет встроенный РПН на стороне СН в пределах $\pm 12\%$ номинального напряжения. Сопротивления системы прямой и нулевой последовательности для максимального и минимального режимов, приведенных к 220 кВ на стороне ВН подстанции, равны соответственно $x_{1c.макс} = 9,112$; $x_{1c.мин} = 20,875$; $x_{0c.макс} = 16,706$; $x_{0c.мин} = 38,046$.

2. Выбор типа реле определяется расчетом с учетом следующих условий. Реле типа РНТ-560 имеют повышенную отстройку от токов небаланса с апериодической составляющей, в том числе и при однополярных бросках тока намагничивания трансформатора или автотрансформатора. Такие реле широко эксплуатируются, но на вновь проектируемых подстанциях не рекомендуются к установке, за исключением защиты двухобмоточных трансформаторов мощностью менее 25 МВА. Реле типа ДЗТ-21 имеют магнитное торможение, что обеспечивает отстройку от периодических токов небаланса, в том числе на трансформаторах с регулировкой напряжения под нагрузкой (РПН).

3. Для выбора тока срабатывания защиты по условиям отстройки от тока небаланса рассматриваются такие режимы, при которых ток небаланса будет наибольшим. Выбор расчетных условий определяется параметрами системы. Для трансформаторов с односторонним питанием расчетными являются трехфазные КЗ на шинах среднего (СН) и низшего (НН) напряжений.

4. Для проверки чувствительности рассматриваются такие режимы, при которых чувствительность будет минимальной. При одностороннем питании коэффициент чувствительности проверяется при внутреннем двухфазном КЗ на сторонах СН и НН в минимальном режиме работы системы.

Предварительные расчёты:

1) Сопротивление автотрансформатора (в зависимости от положения переключения РПН) определяется для минимального, среднего и максимального значений регулируемого напряжения, данные выбираются по таблице 20.

Затем определяем напряжение U_k соответствующих обмоток в зависимости от положения переключателя РПН.

Таблица 20 – Значения автотрансформатора в различных режимах

Обмотки АТ	ВН			СН			НН		
	мин.	ср.	макс.	мин.	ср.	макс.	мин.	ср.	макс.
$U_k, \%$	14,8	11,5	8,85	4,1	-0,5	-2,6	16,2	19,5	22,15
Сопротивление обмотки, приведенное к ВН 230 кВ	62,6	48,6	37,4	17,3	-2,1	-11,0	68,5	82,5	93,7

Определяем расчетные токи КЗ для выбора уставок и проверки чувствительности защиты.

2) Ток трёхфазного КЗ на шинах среднего напряжения в максимальном режиме:

$$I_{к.макс.СН}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot (x_{1с.макс} + x_{атВмакс})}, \quad (55)$$

$$I_{к.макс.СН}^{(3)} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (9,112 + 37,4)} = 2,855 \text{ кА.}$$

Ток трёхфазного КЗ на шинах НН в максимальном режиме:

$$I_{к.макс.НН}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot (x_{1с.макс} + x_{атВмакс} + x_{атНмакс})}, \quad (56)$$

$$I_{к.макс.НН}^{(3)} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (9,112 + 37,4 + 93,7)} = 0,947 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного КЗ на шинах НН минимальном режиме работы системы в крайнем положении переключателя РПН:

$$I_{к.РО.н}^{(2)-} = \frac{U_{ср.ном}}{2 \cdot (x_{1с.макс} + x_{атВмакс} + x_{атНмакс})}, \quad (57)$$

$$I_{к.РО.н}^{(2)-} = \frac{230}{2 \cdot (9,112 + 37,4 + 93,7)} = 0,82 \text{ кА},$$

$$I_{к.РО.н}^{(2)+} = \frac{U_{ср.ном}}{2 \cdot (x_{1с.мин} + x_{атВ.мин} + x_{атНмин})}, \quad (58)$$

$$I_{к.РО.н}^{(2)-} = \frac{230}{2 \cdot (20,875 + 62,6 + 68,5)} = 0,82 \text{ кА}.$$

Ток двухфазного КЗ на шинах СН в минимальном режиме работы системы в крайнем положении переключателя РПН:

$$I_{к.РО.с}^{(2)+} = \frac{U_{ср.ном}}{2 \cdot (x_{1с.мин} + x_{атВмакс})}, \quad (59)$$

$$I_{к.РО.с}^{(2)+} = \frac{230}{2 \cdot (20,875 + 37,4)} = 1,973 \text{ кА},$$

$$I_{к.РО.с}^{(2)-} = \frac{U_{ср.ном}}{2 \cdot (x_{1с.мин} + x_{атВмин})},$$

$$I_{к.РО.с}^{(2)+} = \frac{230}{2 \cdot (20,875 + 68,5)} = 1,378 \text{ кА}.$$

Ток однофазного КЗ на шинах СН в минимальном режиме работы системы в крайнем положении переключателя РПН:

$$I_{к.РО.с}^{(1)+} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}}{2 \cdot x_{1РО\Sigma} + x_{0РО\Sigma}}, \quad (60)$$

где $x_{1РО\Sigma}^+ = x_{1с.мин} + x_{атВ.макс} = 20,875 + 37,4 = 58,275$;

$$x_{0РО\Sigma}^+ = \frac{(x_{0с.мин} + x_{атВ.макс}) \cdot x_{атН.макс}}{x_{0с.мин} + x_{атВ.макс} + x_{атН.макс}} = \frac{(38,046 + 37,4) \cdot 93,7}{38,046 + 37,4 + 93,7} = 41,794.$$

$$I_{к.РО.с}^{(1)+} = \frac{\sqrt{3} \cdot 230}{2 \cdot 58,275 + 41,794} = 2,516 \text{ кА}.$$

Аналогично:

$$I_{к.РО.с}^{(1)-} = \frac{\sqrt{3} \cdot 230}{2 \cdot 83,475 + 40,759} = 1,918 \text{ кА}.$$

Расчёт производится для реле ДЗТ-21.

3) Определяются расчётные первичные и вторичные токи для всех сторон АТ, соответствующие его номинальной мощности, результаты занесены в таблицу 21.

4) Определяются вторичные номинальные токи плеч защит с помощью коэффициентов схемы, характеризующий вид соединения обмоток, и коэффициентов трансформации, результаты занесены в таблицу 21.

Таблица 21 – Рассчитанные параметры первичных и вторичных токов

Рассчитанные параметры	Стороны трансформатора		
	I – ВН – 230 кВ	II – СН – 115 кВ	III – НН – 6 кВ
$I_{ном}$, кА	0,314	0,596	12,028
n_m	600/5	1000/5	6000/5
Схема соединения	Δ	Δ	Y
$I_{в.ном}$, А	$4,529 \times 10^{-3}$	$5,165 \times 10^{-3}$	0,01

В качестве основной принимаем сторону ВН, имеющую больший номинальный вторичный ток, что обеспечивает наименьшую погрешность выравнивания для ДЗТ-21.

5) Определяется первичный тормозной ток, соответствующий началу торможения, в соответствии с /17, таблица 6.2/:

Значения тока АТ для основных ТТ защиты

$$I_{отв.ном.оснТЛ} = 5,43 \text{ А},$$

$$I_{отв.ном.оснТАВ} = 5 \text{ А}.$$

$$I_{отв.расч.СН} = I_{в.ном.СН} \cdot \left(\frac{I_{отв.ном.оснТЛ}}{I_{в.ном.ВН}} \right), \quad (61)$$

$$I_{отв.расч.СН} = 5,165 \times 10^{-3} \cdot \left(\frac{5,43}{4,529 \times 10^{-3}} \right) = 6,193 \text{ кА},$$

$$I_{отв.расч.ВН} = I_{в.ном.НН} \cdot \left(\frac{I_{отв.ном.осчТЛ}}{I_{в.ном.ВН}} \right),$$

$$I_{отв.расч.НН} = 0,01 \cdot \left(\frac{5,43}{4,529 \times 10^{-3}} \right) = 12,018, \quad (62)$$

$$I_{отв.расч.ВН} = 5,41 \text{ кА.}$$

Исходя из рассчитанных токов ответвлений выбираем значения АТ тока для неосновных ступеней ТТ защиты, в соответствии с /17, таблица 6.2/:

$$I_{отв.ном.СНТЛ} = 5,13 \text{ А,}$$

$$I_{отв.ном.СНТАВ} = 2,5 \text{ А,}$$

$$I_{отв.ном.ННТЛ} = 10,62 \text{ А,}$$

$$I_{отв.ном.ННТАВ} = 2,5 \text{ А.}$$

Определяются типы АТ тока и коэффициенты трансформации:

$$K_{ТЛ.Н} = \frac{I_{отв.ном.НТЛ}}{I_{отв.ном.НТАВ}}, \quad (63)$$

$$K_{ТЛНН} = 4,248; K_{ТЛВН} = 2,052; K_{ТЛСН} = 1,086.$$

Находим расчётные токи ответвлений ТТ по формуле:

$$I_{отв.торм.расчН} = \frac{I_{в.номН}}{K_{ТЛН}}, \quad (64)$$

$$I_{отв.торм.расчСН} = 2,57 \text{ А; } I_{отв.торм.расчВН} = 4,17 \text{ А; } I_{отв.торм.расчНН} = 2,36 \text{ А.}$$

$$I_{п.торм.нач} = 0,5 \cdot I_{номВН} \cdot \left(k_{ток1} \cdot \frac{I_{отв.торм.номВН}}{I_{отв.торм.расчВН}} + k_{ток2} \cdot \frac{I_{отв.торм.номСН}}{I_{отв.торм.расчСН}} \right), \quad (65)$$

где $k_{ток1} = 1, k_{ток2} = 1$ – коэффициенты токораспределения.

$$I_{п.торм.нач} = 0,5 \cdot 0,314 \cdot \left(1 \cdot \frac{0,005}{0,004} + 1 \cdot \frac{0,003}{0,003} \right) = 0,345 \text{ кА.}$$

б) Определяем ток небаланса в режиме, соответствующем началу торможения:

$$I_{нб.торм.нач} = \left(k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot 0,05 + \Delta U + \left| \frac{I_{отв.расчСН} - I_{отв.ном.осчТЛ}}{I_{отв.расчСН}} \right| \right) \cdot I_{п.торм.нач}, \quad (66)$$

$$I_{нб.торм.нач} = \left(1 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,12 + \left| \frac{6,193 - 5,13}{6,193} \right| \right) \cdot 0,345 = 0,118 \text{ кА.}$$

7) Определяем первичный минимальный ток срабатывания защиты по следующим условиям:

– отстройка от расчётного первичного тока небаланса тока в режиме, соответствующему началу торможения

$$I_{с.з.мин} = 1,5 \cdot I_{нб.торм.нач}, \quad (67)$$

$$I_{с.з.мин} = 1,5 \cdot 0,118 = 0,177 \text{ A.}$$

– отстройка от броска тока намагничивания

$$I_{с.з.мин} = 0,3 \cdot I_{номВН}, \quad (68)$$

$$I_{с.з.мин} = 0,3 \cdot 0,314 = 0,094 \text{ A.}$$

За расчётное принимается большее из полученных расчётных значений.

8) Определяем относительный минимальный ток срабатывания реле при отсутствии торможения, за расчётную принимаем сторону СН.:

$$I_{с.р.мин} = \frac{I_{с.з.мин} \cdot \left(\frac{230}{121}\right) \cdot \sqrt{3}}{I_{отв.ном.оснТЛ} \cdot K_{ТЛСН} \cdot k_{ИСН}}, \quad (69)$$

$$I_{с.р.мин} = \frac{0,177 \cdot \left(\frac{230}{121}\right) \cdot \sqrt{3}}{2,5 \cdot 2,052 \cdot 200} = 5,68 \times 10^{-4} \text{ o.e.}$$

9) Определяем максимальный ток небаланса при внешнем трёхфазном КЗ на стороне СН:

$$I_{нб.расч} = \left[k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U \cdot k_{токII} + \frac{(I_{отв.расчСН} - I_{отв.ном.оснТЛ})}{I_{отв.расчСН}} \right] \cdot I_{к.макс.СН}^{(3)}, \quad (70)$$

$$I_{нб.расч} = \left[2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 \cdot 1 + \frac{(6,193 - 5,13)}{6,193} \right] \cdot 2,855 = 1,404 \text{ кА.}$$

10) Определяем коэффициент торможения защиты:

$$K_{торм} = \frac{1,5 \cdot \left(\frac{I_{нб.расч}}{I_{номСН}}\right) \cdot \left(\frac{I_{в.номСН}}{I_{отв.ном.оснТЛ}}\right) - I_{с.з.мин}}{0,5 \cdot \left(\frac{I_{к.максСН}^{(3)}}{I_{номСН}}\right) \cdot \left(\frac{I_{отв.торм.расчСН}}{I_{отв.торм.номСН}}\right) - 0,6}, \quad (71)$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{1,5 \cdot \left(\frac{1,404}{0,314}\right) \cdot \left(\frac{5,41}{5,43}\right) - 5,86 \times 10^{-4}}{0,5 \cdot \left(\frac{2,855}{0,314}\right) \cdot \left(\frac{8,341 \times 10^{-4}}{2 \times 10^{-3}}\right) - 0,6} = 5,153.$$

11) Определяем первичный ток срабатывания отсечки по условию отстройка от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме внешнего КЗ на шинах 110 кА:

$$I_{\text{с.отс.расч}} = k_3 \cdot I_{\text{нб.расч}}, \quad (72)$$

$$I_{\text{с.отс.расч}} = 1,5 \cdot 1,404 = 2,105 \text{ кА.}$$

12) Определяем относительный расчётный ток срабатывания отсечки:

$$I_{\text{с.отн.расч}} = \frac{I_{\text{с.отс.расч}} \cdot \sqrt{3}}{(600/5) \cdot K_{\text{TLBH}} \cdot I_{\text{отв.ном.оснTL}}}, \quad (73)$$

$$I_{\text{с.отн.расч}} = \frac{2105 \cdot \sqrt{3}}{120 \cdot 1,086 \cdot 5,43} = 5,153 \text{ о.е.}$$

Принимаем к установке большее ближайшее значение уставки – 5.

12) Определяем коэффициент чувствительности защиты.

КЗ между двумя фазами на сторонах СН и НН АТ:

$$k_q = \frac{I_{\text{кРО}}^{(N)}}{I_{\text{с.з.мин}}}, \quad (74)$$

$$k_q = 4,275 \div 12,874.$$

Поскольку коэффициент чувствительности достаточно высок, то защита с реле ДЗТ-21 рекомендуется к установке.

1.5.2 Расчет МТЗ обратной последовательности на стороне ВН

1) Определяем ток обратной последовательности протекающий через автотрансформатор по формуле:

$$I_{2.\text{Ат.расч}} = \frac{U_{\text{ср.ном}} \cdot k_T}{2 \cdot (x_{1\text{с.макс}} + x_{\text{Ат.в}} + 1,25 \cdot x_{\text{л.мин}})}, \quad (75)$$

где k_T – коэффициенты токораспределения, приблизительно 0,5.

$$I_{2.\text{Ат.расч}} = \frac{230 \cdot 0,5}{2 \cdot (9,112 + 48,6 + 1,25 \cdot 2,84)} = 0,542 \text{ кА.}$$

2) Ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.Ам} = 1,1 \cdot I_{2.Ам.расч}, \quad (76)$$

$$I_{с.з.Ам} = 1,1 \cdot 0,542 = 0,596 \text{ кА}.$$

3) Определяется чувствительность защиты при двухфазном КЗ на шинах СН и НН.

$$I_{2.Ам.СН} = \frac{U_{ср.ном} \cdot k_T}{2 \cdot (x_{1с.макс} + x_{Ам.в}) \cdot \sqrt{3}}, \quad (77)$$

$$I_{2.Ам.СН} = \frac{230 \cdot 0,5}{2 \cdot (9,112 + 48,6) \cdot \sqrt{3}} = 0,575 \text{ кА}.$$

$$k_{ч.СН} = \frac{0,575}{0,596} \approx 1 \leq 1,2, \quad k_{ч.НН} = \frac{0,757}{0,596} \approx 1,269 \geq 1,2.$$

1.5.3 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки устанавливается со стороны питания с одним токовым реле, включенным на ток любой фазы.

$$I_{сз} = \frac{k_H}{k_в} \cdot I_{тр.ном}, \quad (78)$$

где $k_H = 1,05$ – коэффициент надёжности, учитывает погрешности ТТ и реле;

$k_в = 0,8$ – коэффициент возврата для реле РТ-40.

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 0,314 = 0,412 \text{ кА},$$

$$I_{с.р} = \frac{I_{сз}}{n_m}, \quad (79)$$

$$I_{с.р} = \frac{0,412}{60} = 6,867 \text{ А}.$$

По найденному току выбираем защиту на базе реле РТ-40.

1.5.4 МТЗ на стороне НН с приставкой для действия при симметричных КЗ

Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению дополнительно устанавливается на стороне НН автотрансформатора, так как МТЗ обратной последовательности имеет недостаточную чувствительность

к КЗ на стороне НН. Для увеличения зоны действия защиты токовые реле подключают к встроенным ТТ на стороне НН автотрансформатора, блокировка по напряжению осуществляется со стороны НН. При наличии на стороне НН регулировочных устройств и сдвоенного реактора на каждом ответвлении реактора к секциям НН дополнительно устанавливается отдельная МТЗ с комбинированным пуском по напряжению, выполняемая так же, как и для стороны НН трансформаторов.

1) Рассчитаем номинальные токи на каждой стороне защищаемого трансформатора.

2) Определяем токи срабатывания:

$$I_{с.з.ВН} = \frac{k_3}{k_6} \cdot I_{ном.ВН}, \quad (80)$$

$$I_{с.з.ВН} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 0,314 = 0,471 \text{ кА}.$$

3) Определяем напряжение срабатывания органа блокировки при симметричных КЗ:

$$U_{с.з.} = \frac{U_{с.мин}}{k_6 \cdot k_3}, \quad (81)$$

где $U_{с.мин}$ – минимальное междуфазное напряжение после отключения внешнего КЗ, принимается равным $0,9 \cdot U_{ном}$,

$$U_{с.з.} = \frac{0,9 \cdot 6}{1,2 \cdot 0,8} = 3,462 \text{ кВ}.$$

4) Напряжение срабатывания органа блокировки при несимметричных КЗ определяется по формуле:

$$U_{2с.з.} = 0,06 \cdot U_{ср.ном.НН}, \quad (82)$$

$$U_{2с.з.} = 0,06 \cdot 6 = 0,36 \text{ кВ}.$$

5) Определяем коэффициенты чувствительности, для токового органа, органа минимального напряжения, и органа напряжения обратной последовательности:

$$k_{q.1T} = \frac{I_{к.мин.НН}^{(2)}}{I_{с.з.НН}}, \quad (83)$$

$$k_{q.1T} = \frac{0,757}{0,471} = 1,608,$$

$$k_{q.2U} = \frac{U_{с.з.}}{U_{з.макс}}, \quad (84)$$

$$k_{q.2U} = \frac{3,462}{1} = 3,462 \geq 1,3,$$

$$k_{q.3U} = \frac{U_{2з.мин}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{2с.з.}}, \quad (85)$$

$$k_{q.3U} = \frac{6}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 0,36} = 4,811.$$

Максимальная токовая защита проходит по чувствительности, и применяется в качестве резервной.

1.5.5 Расчет МТЗ от замыканий на землю

Ориентировочные значения уставок срабатывания на стороне СН.

1) Первая ступень:

Принимаем ориентировочно $k_q = 1,5$.

Определяем ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.}^{(I)} = \frac{I_{кз.мз}^{(0)}}{k_q}, \quad (86)$$

$$I_{с.з.}^{(0)} = \frac{2,545}{1,5} = 1,697 \text{ кА}.$$

2) Ток срабатывания второй и третьей ступени определяется также.

$$I_{с.з.}^{(II)} = 1,2 \text{ кА}; I_{с.з.}^{(III)} = 0,902 \text{ кА}.$$

1.5.6 Газовая защита

Как было сказано выше, газовая защита относится к основному виду защит на трансформаторе. Она фиксирует любые повреждения в баках трансформатора, такие как:

– витковые замыкания;

- пробой изоляции на землю или на корпус;
- пожар в стали или нагревание стали вихревыми токами;
- междуфазное кз;
- понижение уровня масла.

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке повреждённого трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это даёт возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения и в зависимости от этого действовать на сигнал или на отключение.

К основным достоинствам газовой защиты помимо тех, что были указаны выше, можно отнести: высокая чувствительность, простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам.

1.6 Расчет АПВ ВЛ «Волна-2 – Зеленый угол»

1.6.1 Оценка допустимости несинхронного АПВ

Несинхронное АПВ может применяться на одиночных (без шунтирующих связей) линиях с двусторонним питанием. Расчет НАПВ сводится к проверке допустимости включения с неограниченным углом между векторами одноименных фаз источников питания ИП1 и ИП2 по концам электропередачи. Соответственно этому нормированы максимально допустимые значения (в долях от номинального) тока несинхронного включения с углом 180 градусов. Таким образом, рассчитаем уравнивающий ток между системами:

$$I_{урав} = \frac{(U_1 + U_1) \cdot 1,05}{x_{\Sigma}}, \quad (87)$$

где $x_{\Sigma} = x_{C1} + x_l + x_{C2}$ – суммарное сопротивление систем примыкающих к линии, и сопротивление самой линии.

$$I_{урав} = \frac{(240 + 240) \cdot 1,05}{25,193 + 13,453 + 2,84} = 12,149 \text{ кА.}$$

Затем проверяем по условию для трансформаторов:

$$\frac{I_{\text{урав.ТР}}}{I_{\text{ТР.ном}}} \leq \frac{100}{U_{\text{к.В}}^{\%}}, \quad (88)$$

$$\frac{1,914}{0,314} \leq \frac{100}{14} \Rightarrow 6,096 \leq 7,143.$$

Как видно из соотношения, условие выполняется, а вместе с тем и допустимость НАПВ доказано.

1.6.2 Расчет АПВ линии с двусторонним питанием

Выдержка времени АПВ на повторное включение выключателя определяется условиям:

Выдержка времени должна быть больше времени готовности привода выключателя, т.е.

$$t_{\text{АПВ-1}} \geq t_{\text{г.п.}} + t_{\text{зап.}}, \quad (89)$$

где $t_{\text{г.п.}}$ – время готовности привода;

$t_{\text{зап.}}$ – время запаса, равный 0,4 – 0,5 с.;

$$t_{\text{АПВ-1}} \geq 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с.}$$

Для того чтобы повторное включение было успешным, необходимо, чтобы за время от момента отключения линии до повторного включения и подачи напряжения не только погасла электрическая дуга в месте повреждения, но и восстановились изоляционные свойства воздуха. Процесс восстановления изоляционных свойств, называемый деионизацией, требует некоторого времени. Следовательно, выдержка времени АПВ на повторное включение должна быть больше времени деионизации, т.е.

$$t_{\text{АПВ-1}} \geq t_{\text{д.с.}} - t_{\text{вкл.}Q} + t_{\text{зап.}}, \quad (90)$$

где $t_{\text{д.с.}}$ – время деионизации среды в месте КЗ, равное 0,3 с – для линий напряжением 220 кВ;

$t_{\text{вкл.}Q}$ – время включения выключателя.

$$t_{\text{АПВ-1}} \geq 0,3 - 0,45 + 0,5 = 0,35 \text{ с.}$$

$$t_{\text{АПВ-1}} \geq t_{\text{защ.}2\text{макс.}} - t_{\text{защ.}1\text{мин}} + t_{\text{откл.}Q2} - t_{\text{откл.}Q1} - t_{\text{вкл.}Qi} + t_{\text{д.с.}} + t_{\text{зап.}}, \quad (91)$$

где $t_{защ.2.макс.}$ и $t_{защ.1.мин.}$ – максимальная и минимальная выдержки времени защит на обоих концах защищаемой линии;

$t_{откл.Q2}$ и $t_{откл.Q1}$ – время отключения выключателя с обеих сторон;

$t_{вкл.Qi}$ – время включения выключателя с расчетной стороны линии.

$$t_{АПВ-1} \geq 1,5 - 0,01 + 0,08 - 0,08 - 0,45 + 0,3 + 0,5 = 1,66 \text{ с.}$$

Следует отметить, что второе условие, как правило, обеспечивается тем, что время включения выключателей составляет 0,3 - 1 с, т.е. больше времени, необходимого для деионизации.

Выдержка времени на возврат:

$$t_{АПВ-2} \geq t_{АПВ-1} + t_{вкл.Q} + t_{P3макс.} + t_{откл.Q} + t_{зап.}, \quad (92)$$

где $t_{откл.Q}$ – время отключения выключателя;

$t_{P3макс.}$ – максимальная выдержка времени релейной защиты после включения выключателя на устойчивое КЗ.

$$t_{АПВ-2} \geq 1,66 + 0,45 + 2 + 0,08 + 0,5 = 4,69 \text{ с,}$$

$$t_{АПВ-2} \geq t_{наузв1} (10 - 15 \text{ с}). \quad (93)$$

Принимаем, что выдержка времени на возврат равна 10 с.

Время автоматического возврата схемы АПВ в исходное положение выбирается из условия обеспечения однократности действия. Для этого при повторном включении на устойчивое КЗ возврат АПВ в исходное положение должен происходить только после того, как выключатель, повторно включенный от схемы АПВ, вновь отключится релейной защитой.

Возврата схемы в исходное положение определяется временем заряда конденсатора:

$$t_{зар.} = R \cdot C \cdot \ln \frac{U_{нм.}}{U_{нм.} - U_{сраб.КЛ}}, \quad (94)$$

$$t_{зар.} \geq t_{АПВ-2}.$$

Обычно время заряда конденсатора устройства РПВ-01 (РПВ-58) составляет 20-25 секунд и, как правило, условие $t_{зар.} \geq t_{АПВ-2}$ выполняется.

1.7 Расчет микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики ВЛ «Волна-2 – Зеленый угол» ШЭ2607 011021

При проектировании ВЛ «Волна-2 – Зеленый угол» уставки рассчитанной выше электромеханической защиты ЭПЗ 16-36, переведем на микропроцессорную ШЭ 2607 011021

Терминал защиты линии электропередач включает:

- дистанционную защиту от всех видов замыкания с общим критерием повреждения и тремя независимыми ступенями для отключения многофазных замыканий и замыканий на землю;
- трехступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности для отключения замыканий на землю;
- расширенную библиотеку базовых функций защиты, автоматики, блокировок и конфигурируемых логических схем.

Основное назначение терминала – защита, управление и мониторинг кабельных и воздушных линий электропередач. Логика защиты предусматривает одно или двухфазное отключение. Широкие возможности и гибкость в применении терминала позволяют использовать его как для новых, так и для реконструируемых объектов.

1.7.1 Параметры линии

Приведем параметры линии, используемые в расчётах:

L -протяжённость линии – 7,1 км;

$X_l = 2,84 \text{ Ом}$; $R_l = 0,696 \text{ Ом}$ (соответственно - реактивное и активное сопротивления прямой последовательности линии);

$X_{0l} = 8,52 \text{ Ом}$; $R_0 = 2,088 \text{ Ом}$ (соответственно - реактивное и активное сопротивления нулевой последовательности линии);

$X_{1a} = 25,193 \text{ Ом}$ (реактивное сопротивление прямой последовательности системы А);

$X_{1b} = 13,453 \text{ Ом}$ (реактивное сопротивление прямой последовательности системы В).

За системы А и В соответственно принимаются шины 220 кВ «Волна-2»

и «Зеленый угол».

Вторичные уставки получаются путём пересчета через коэффициенты трансформации:

$$X = \frac{X_n}{K_U} \cdot K_T. \quad (95)$$

1.7.2 Уставки дистанционной защиты

Для измерения дистанционных органов значения уставок задаются не как полные значения Z , а как их составляющие XI и $R1$.

I зона ДЗ:

$X_{с.з.1}$ - реактивная зона охвата прямой последовательности зоны дистанционной защиты $ZM1$ для междуфазных замыканий, $Ом$

$$X_{с.з.1} = Z_{с.з.1} \cdot \sin \varphi_{мч}, \quad (96)$$

где $\varphi_{мч} = 80$ – угол максимальной чувствительности;

Z^I – уставка срабатывания первой зоны ДЗ ($Z^I = 2,485 Ом$).

$$X_{с.з.1} = 2,485 \cdot 0,985 = 2,448 Ом.$$

Для вторичной цепи из формулы:

$$X_{с.з.1(вт)} = 0,167 Ом.$$

$R_{с.з.1}$ активное сопротивление линии прямой последовательности, включенное в зону дистанционной защиты 1 для междуфазных замыканий, $Ом$.

$$R_{с.з.1} = Z_{с.з.1} \cdot \cos \varphi_{мч}, \quad (97)$$

$$R_{с.з.1} = 2,485 \cdot \cos 80^\circ = 0,432 Ом;$$

Для вторичной цепи из формулы:

$$R_{с.з.1(вт)} = 0,029 Ом.$$

$R_{в.з.с1}$ – активное сопротивление в месте повреждения при междуфазных замыканиях, $Ом$.

Определим зону расширения для I ступени. Для неё существуют ограничения:

$$R_{в.з.с1} < 1,5 \cdot X_{с.з.1} - R_{с.з.1}, \quad (98)$$

$$R_{в.з.с1} < 1,5 \cdot 2,448 - 0,432 = 3,24 Ом.$$

Для вторичной цепи:

$$R_{в.з.с1(вт)} = \frac{16,41}{2200} \cdot 150 = 0,221 \text{ Ом.}$$

$T_{с.з.1}$ - срабатывание на отключение с выдержкой времени зоны 1 дистанционной защиты для междуфазных замыканий. Принимаем равным 0 с.

$X_{с.з.1.з}$ - реактивная зона охвата прямой последовательности зоны 1 дистанционной защиты для замыканий фазы на землю, Ом - принимаем значение этого параметра такое же, как и для междуфазных замыканий, т.е. $X_{с.з.1.з} = 2,448 \text{ Ом.}$

$R_{с.з.1.з}$ - активное сопротивление линии прямой последовательности, включённое в зону 1 дистанционной защиты для замыканий фазы на землю, Ом - аналогично, $R_{с.з.1.з} = 0,432 \text{ Ом.}$

$X_{0.вкл}$ - реактивное сопротивление линии нулевой последовательности, включенное в зону 1 дистанционной защиты для замыканий фазы на землю, Ом

$$X_{0.вкл} = Z_{с.з.1} \cdot \sin 80^\circ, \quad (99)$$

$$X_{0.вкл} = 7,456 \cdot 0,985 = 7,344 \text{ Ом.}$$

$R_{0.вкл}$ - активное сопротивление линии нулевой последовательности, включенное в зону 1 дистанционной защиты для замыканий фазы на землю

$$R_{0.вкл} = Z_{с.з.1} \cdot \cos 80^\circ, \quad (100)$$

$$R_{0.вкл} = 7,456 \cdot 0,174 = 1,297 \text{ Ом.}$$

$R_{кз.з}$ - активное сопротивление в месте повреждения при замыканиях па землю, Ом

$$R_{кз.з} = 1,5 \cdot X_{0.вкл} - R_{0.вкл}, \quad (101)$$

$$R_{кз.з} = 1,5 \cdot 7,344 - 1,297 = 9,719 \text{ Ом.}$$

II зона ДЗ:

Срабатывание на отключение с выдержкой времени зоны 2 $X_{с.з.2}$ и $R_{с.з.2}$ определяются аналогично:

$$X_{с.з.2} = 3,807 / \sin 80^\circ = 3,865 \text{ Ом.}$$

$$R_{с.з.2} = 0,673 \cdot \cos 80^\circ = 0,673 \text{ Ом.}$$

$R_{кз.φ}$ - активное сопротивление в месте повреждения при междуфазных замыканиях – $R_{кз.φ} = Z_{с.з.2} = 3,807 \text{ Ом}$.

$$T_{с.з.2} = 0,8 \text{ сек.}$$

III зона ДЗ:

Срабатывание на отключение с выдержкой времени зоны 3 $X_{с.з.3}$ и $R_{с.з.3}$.

$$X_{с.з.3} = 125,511 / \sin 80^\circ = 127,422 \text{ Ом},$$

$$R_{с.з.3} = 127,422 \cdot \cos 80^\circ = 22,171 \text{ Ом}.$$

$R_{с.з.3}$ - активное сопротивление в месте повреждения при междуфазных замыканиях – $R_{кз.3} = Z_{с.з.3} = 125,511 \text{ Ом}$.

$$T_{с.з.3} = 1,3 \text{ сек.}$$

1.7.3 Уставки 3-х ступенчатой направленной максимальной токовой защиты от замыканий на землю

Режимы срабатывания: I - III ступени – прямонаправленные.

Токи срабатывания выставляются в процентах и рассчитываются в зависимости от коэффициента трансформации .

I ступень:

$I_{с.з.1} >$ (ток срабатывания I ступени, %):

$$I_{с.з.1} = I_{с.з.} / K_{ТТ}, \tag{102}$$

$$I_{с.з.1} = 6,812 / 150 = 0,045 \text{ кА (4541 \%)},$$

$T_{с.з.1}$ - время срабатывания I ступени, сек. Принимаем $T_{с.з.1} = 0 \text{ сек}$.

II ступень:

$I_{с.з.2} >$ (ток срабатывания II ступени, %):

$$I_{с.з.2} = 3,494 / 150 = 0,023 \text{ кА (2329 \%)},$$

$T_{с.з.2}$ - время срабатывания II ступени, сек. Принимаем $T_{с.з.2} = 0,5 \text{ сек}$.

III ступень:

$I_{с.з.3} >$ (ток срабатывания III ступени, %),

$$I_{с.з.3} = 0,854 / 150 = 5,693 \text{ А (569 \%)},$$

$T_{с.з.3}$ - время срабатывания III ступени, сек.

Принимаем $T_{с.з.3} = 1,3 \text{ сек}$.

Данные параметры защиты приняты по рекомендациям РДУ.

1.7.4 Токовая защита нулевой последовательности

На первом этапе выполняется отстройка от максимального тока $3I_0$, протекающего через защиту при КЗ за выключателем смежного участка (на шинах приемной подстанции). Для получения максимального значения тока $3I_0$ отключают трансформаторы на шинах приемной подстанции, разрывают параллельные связи, питающие точку КЗ.

Поскольку значение токов $3I_0$ зависит от вида КЗ, расчетным является тот вид замыкания, где ток $3I_0$ больше. Выбор расчетного вида КЗ производится в зависимости от соотношения сопротивлений прямой и нулевой последовательности, приведенных к рассматриваемой точке КЗ. При $x1\Sigma > x0\Sigma$ расчетным является двухфазное КЗ на землю, при $x1\Sigma < x0\Sigma$ — однофазное КЗ.

По наибольшему из полученных значений тока $3I_0$ определяют ток срабатывания отсечки первой ступени

Определяем уставки первых ступеней защиты сети:

$$I'_{0с.з} = k_3 \cdot 3 \cdot I_{0макс} ; \quad (103)$$

$$I'_{0с.з} = 1,3 \cdot 5,24 = 6,812 \text{ кА} ,$$

где k_3 — коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние апериодической слагающей и необходимый запас. При использовании реле типа РТ-40 для линий ПО—220 кВ $k_3 = 1,3$, Расчетный ток небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока при внешних коротких замыканиях:

$$I''_{0с.з} = k_3 \cdot k_{ток} \cdot 3I'_{0с.з.сш} ; \quad (104)$$

$$I''_{0с.з} = 1,25 \cdot 0,1 \cdot 6,833 = 0,854 \text{ кА} ,$$

где $k_3 = 1,25$ — коэффициент запаса по избирательности согласуемых линий;

$k_{ток} = 3I_{0з.выб}/3I_{0з.см}$ — коэффициент токораспределения, определяемый по току $3I_0$ при однофазном замыкании в конце зоны действия той защиты, с которой производится согласование;

$3I_{0з.выб}$ — ток $3I_0$, протекающий через ТТ защиты, для которой выбирается уставка;

$3I_{0з.см}$ — ток $3I_0$, протекающий через ТТ защиты, с которой производится согласование;

$I(II)_{0с.з.см}$ — ток срабатывания первой или второй ступеней защиты смежной линии.

Применение органа направления мощности для отсечек вторых ступеней, установленных на концах двух ПС одной линии, определяется следующим образом. Если время и ток срабатывания отсечки на подстанции 1 соответственно больше времени и тока срабатывания отсечки подстанции 2

то на подстанции 1 защита выполняется ненаправленной, а на подстанции 2 — направленной.

Чувствительность отсечки второй ступени проверяется при металлическом однофазном КЗ в конце защищаемой линии в минимальном режиме.

$$k_q^{II} = \frac{3I_{0к.мин}}{I_{0сз}^{II}} \geq 1,5 ; \quad (105)$$

$$k_q^{II} = \frac{5,24}{0,205} = 29,719 \geq 1,5,$$

Допускается уменьшение коэффициента чувствительности до 1,3 при наличии резервирования (третьей ступени), а также проверка условия k_q^{II} в кас-

каде при наличии защиты шин на приемной подстанции. 2 ступень проходит проверку по коэффициенту чувствительности.

$$I_{сз}^{III} = k_3 \cdot k_{нб} \cdot I_{Kмакс}^{(3)} ; \quad (106)$$

$$I_{сз}^{III} = 1,25 \cdot 0,1 \cdot 6,833 = 0,854 \text{ кА},$$

где k_3 — коэффициент запаса по избирательности

$k_{нб}$ — коэффициент небаланса (соответствует относительной наибольшей погрешности с трансформаторов тока), зависит от кратности тока КЗ по отношению к номинальному току ТТ, принимается равным 0,05 — при кратности I_k до 3 $I_{ном.ТТ}$; 0,1 — при больших кратностях.

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при металлическом однофазном повреждении в конце смежного участка:

$$k_q^{III} = \frac{3I_{0мин}}{I_{0сз}^{III}} \geq 1,2 ; \quad (107)$$

$$k_q^{III} = \frac{5,24}{0,854} = 6,135 \geq 1,2$$

Все ступени защиты удовлетворяют требованиям, поэтому применение данной защиты целесообразно.

1.8 Расчет микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики автотрансформатора на ПС «Зеленый угол» ШЭ2607 042

1.8.1 Назначение изделия

Шкаф типа ШЭ2607 042 предназначен для защиты трехобмоточного автотрансформатора (АТ) мощностью 63 МВА и ниже. Шкаф типа ШЭ2607 042 состоит из одного комплекта защит. Комплект защит (в дальнейшем “комплект”)

реализует функции основных и резервных защит автотрансформатора и содержит:

- дифференциальную токовую защиту АТ (ДЗТ АТ) от всех видов КЗ внутри бака АТ,
- токовую защиту нулевой последовательности стороны ВН (ТЗНП),
- максимальную токовую защиту стороны низкого напряжения с пуском по напряжению (МТЗ ВН),
- реле тока для блокировки РПН при перегрузке
- защиту от перегрузки (ЗП),
- реле минимального напряжения сторон НН, реагирующие на понижение междуфазного напряжения, реле максимального напряжения сторон НН, реагирующие на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ НН,
- прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты автотрансформатора (ГЗТ), газовой защиты РПН автотрансформатора (ГЗ РПН), датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения, датчиков дуговой защиты.

Цепи переменного тока шкафа обеспечивают подключение к вторичным цепям главных трансформаторов тока с номинальным вторичным током 1 или 5 А.

1.8.2 Конфигурирование терминала

Перед выставлением уставок защит необходимо произвести конфигурирование терминала БЭ2704V042. В программе EKRASMS задаются:

- группа соединения защищаемого автотрансформатора;
- базисные токи сторон ВН, СН, НН.

Включение главных ТТ на всех сторонах производится по схеме “звезда”. При группе соединения защищаемого по схеме $Y/\Delta-11$ и соединении главных ТТ стороне ВН и СН по схеме “звезда”, компенсация фазового сдвига и коэффициента схемы осуществляется программно. Если главные ТТ автотрансформатора стороны ВН соединены в "треугольник" (рисунок 1), тогда для группы

соединения автотрансформатора Y/D-11 подстройка не нужна, но необходимо при расчете базисного тока учесть коэффициент схемы.

Входные ТТ терминала имеют число витков первичной обмотки $W1 = 16$ с отводами от 1 и 4 витков для грубого выравнивания токов. На первом отводе при $W1 = 1$ виток обеспечивается диапазон токов 4,001 - 16,000 А, на втором отводе при $W1 = 4$ витка обеспечивается диапазон токов 1,001 - 4,000 А, на $W1 = 16$ витков обеспечивается диапазон токов 0,251 - 1,000 А. Таким образом для ДЗТ в терминале обеспечивается выравнивание токов в диапазоне от 0,25 до 16 А. Переключение отводов входных ТТ осуществляется на зажимах X1, X2 терминала.

Номинальные токи по сторонам находятся с помощью выражения:

$$I_{ном} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (108)$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение стороны в среднем положении РПН;

S_T - номинальная мощность Т.

Номинальный ток высокой стороны:

$$I_{BH} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 314; \text{ А}$$

Номинальный ток средней стороны:

$$I_{CH} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 596; \text{ А}$$

Номинальный ток низкой стороны:

$$I_{HH} = \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6873(\text{А});$$

Далее необходимо произвести расчет базисных токов по сторонам с помощью выражения:

$$I_{в.ном} = \frac{K_{сх} \cdot I_{ном}}{k_I} \quad (109)$$

где k_I - коэффициент трансформации главного ТТ соответствующей стороны;

$K_{сх}$ - коэффициент схемы.

Номинальные коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$k_{I1} = \frac{200}{5} = 40;$$

Принимаем к установке трансформатор тока марки ТФЗМ 220Б-I

$$k_{I2} = \frac{1000}{5} = 200;$$

Принимаем к установке трансформатор тока марки ТФЗМ 35Б-I

$$k_{I2} = \frac{1000}{5} = 200;$$

Принимаем к установке трансформатор тока марки ТФЗМ 35Б-I

Полученные значения базисных токов присоединений ввести в терминал с помощью программы EKRASMS или через клавиатуру терминала.

По базисным токам главных ТТ производится выбор числа витков первичных обмоток входных ТТ по сторонам для грубого выравнивания токов в соответствии с таблицей 8.

В случае, когда значение тока $I_{\text{баз}}$ выходит за пределы диапазона, рекомендуется использовать внешние выравнивающие трансформаторы или автотрансформаторы, например АТ31 или АТ32.

Таблица - Выбор витков входных ТТ терминала БЭ2704V042

Базисный ток	Фаза	Зажимы X1, X2 терминалов БЭ2704V042		
		Сторона ВН	Сторона СН	Сторона НН1
0,251-1,000	А	X2:5-X2:1	X2:10-X2:6	X1:5-X1:1
	В	X2:15-X2:11	X2:20-X2:16	X1:15-X1:11
	С	X2:25-X2:21	X2:30-X2:26	X1:25-X1:21
1,001-4,000	А	X2:5-X2:2	X2:10-X2:7	X1:5-X1:2
	В	X2:15-X2:12	X2:20-X2:17	X1:15-X1:12
	С	X2:25-X2:22	X2:30-X2:27	X1:25-X1:22
4,001-16,000	А	X2:5-X2:4	X2:10-X2:9	X1:5-X1:4
	В	X2:15-X2:14	X2:20-X2:19	X1:15-X1:14
	С	X2:25-X2:24	X2:30-X2:29	X1:25-X1:24

1.8.3 Выбор уставок ДЗТ

Относительный начальный ток срабатывания ДЗТ (чувствительного органа) при отсутствии торможения определяется:

$$I_{d0\text{расч}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{нн}} + I_{\text{нб.выр}}^*) \quad (110)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,5$ - коэффициент отстройки;

$K_{\text{одн}}$ - коэффициент однотипности высоковольтных трансформаторов

тока: $K_{одн} = 1,0$ - для трансформаторов тока с номинальным током 1 А, $K_{одн} = 2,0$ - для трансформаторов тока с номинальным током 5 А и при использовании вместе трансформаторов тока с номинальным током 1 и 5А;

ε - относительное значение полной погрешности ТТ в режиме, соответствующем "началу торможения" берется равным 0,05;

$\Delta U_{нн}$ - относительное значение половины суммарного диапазона регулирования напряжения на стороне НН;

$I_{нб.выр*}$ - относительное значение тока небаланса, вызванного неточностью выравнивания берется равным 0,03.

$$I_{a0,расч} = 1,5 \cdot (2 \cdot 0,05 + 0,17 + 0,03) = 0,45$$

Коэффициент торможения определяется:

$$K_{т.расч} = 1,2 \cdot (K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{нн} + I_{нб.выр*}) \quad (111)$$

где $K_{i\ddot{a}d}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим берется в диапазоне 1,5...2,0;

ε - относительное значение полной погрешности ТТ в режиме КЗ принимается равным 0,10.

$$K_{т.расч} = 1,2 \cdot (1,75 \cdot 0,1 + 0,17 + 0,03) = 0,45$$

Типовое значение уставки $K_T = 0,5$. Высокие значения K_T выбираются в случае резко отличающихся условий работы ТТ при внешних КЗ (сильно отличающиеся нагрузки ТТ по сторонам автотрансформатора).

Ток начала торможения ДЗТ принимается равным 0,6 - для автотрансформаторов, на которых возможно несинхронное АВР, для всех остальных случаев принимается равным 1.

Ток торможения блокировки ДЗТ АТ определяется:

$$I_{\text{торм.бл}} \geq I_{T0} + \frac{I_{d0}}{K_m} \quad (112)$$

где I_{T0} - Ток начала торможения ДЗТ.

$$I_{\text{торм.бл}} = 1 + \frac{0,45}{0,45} = 2$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки определяется:

- по условию отстройки от броска тока намагничивания $I_{\text{отс}} \geq 6,5$;
- по условию отстройки от максимального тока небаланса внешнего КЗ

$$I_{\text{отс}} = 1,5 \cdot I_{\text{кз.отн}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{ин}} + I_{\text{нб.выр}}^*) \quad (113)$$

где $I_{\text{кз.отн}}$ - максимальное значение тока внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ.

$$I_{\text{кз.отн}} = \frac{390,404}{4,545} = 85,89$$

$$I_{\text{отс}} = 1,5 \cdot 85,89 \cdot (1,75 \cdot 0,1 + 0,17 + 0,03) = 48,31$$

Уровень блокировки по второй гармонике.

Бросок тока намагничивания обнаруживается по соотношению уровня второй гармоники к уровню основной гармоники. Рекомендованное значение 10 %.

1.8.4 Расчет максимальной токовой защиты с комбинированным пуском по напряжению

Выбор уставок ЗП, МТЗ НН, токового реле для блокировки РПН необходимо производить в соответствии с требованиями "Руководящих указаний по релейной защите трансформаторов и автотрансформаторов" и настоящим руководством по эксплуатации.

Примечание. Необходимо учесть, что уставки для всех реле тока задаются в амперах.

Для автотрансформаторов в качестве резервной защиты рекомендуется установка со стороны питания МТЗ с пуском или без пуска по напряжению.

Первоначально определяется ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению:

$$I_{c.3} = \frac{k_3}{k_6} \cdot k_c \cdot I_{нагр.маx} = \frac{1.2}{0.8} \cdot 2.5 \cdot 104,973 = 393,648 \text{ А}; \quad (114)$$

Чувствительность защиты проверим при КЗ на шинах СН и НН в расчетных минимальных режимах:

$$k_v = \frac{I_{k1.min2}}{I_{c.3}} = \frac{514}{393,648} = 1,305;$$

$$k_v = \frac{I_{k2.min2}}{I_{c.3}} = \frac{302}{393,648} = 0,766.$$

Поскольку чувствительность МТЗ без пуска по напряжению оказывается не достаточной, применим блокировку со сторон СН и НН автотрансформатора.

$$I_{c.3} = \frac{k_3}{k_6} \cdot k_c \cdot I_{нагр.маx} = \frac{1.2}{0.8} \cdot 1 \cdot 104,973 = 157,459$$

А чувствительности защиты в тех же расчетных точках составит:

$$k_u = \frac{I_{k1.min2}}{I_{c.3}} = \frac{514}{157,459} = 3,263;$$

$$k_u = \frac{I_{k2.min2}}{I_{c.3}} = \frac{302}{157,459} = 1,915.$$

Напряжение срабатывания органа блокировки при симметричных КЗ определим приближенно:

$$U_{c.3.} = \frac{U_{Cmin}}{k_B} = \frac{0,7 \cdot 220}{1,2} = 128,333 \text{ кВ}$$

Напряжение срабатывания органа блокировки при несимметричных КЗ:

$$U_{c.3.2} = 0,06 \cdot U_{ном} = 0,06 \cdot 220 = 13,8 \text{ кВ}$$

Чувствительность блокирующих органов проверяется при КЗ на приемных сторонах автотрансформатора, куда и подключены блокирующие реле, т.е:

$$k_{uU} \geq 1,5$$

$$k_{uU2} = \frac{U_{2кзашц}}{U_{2c.3}} = \frac{66,395}{13,8} = 4,811$$

Поскольку при КЗ на приемных сторонах автотрансформатора, то дифференциальные защиты шин на этих сторонах можно не устанавливать.

Ток срабатывания защиты от симметричного перегруза, действующей на сигнал, определяется по условию отстройки от номинального тока трансформатора на стороне, где установлена защита.

$$I_{с.з} = \frac{k_3}{k_6} \cdot I_{нагр.макс} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 104,973 = 137,77 \text{ А}$$

Выдержки времени МТЗ согласуются с выдержками времени защит линий на сторонах СН и НН. Все типы защит, уставки которых рассчитаны выше, будут осуществлены путем установки шкафов типа ШЭ2607 042-27Е2УХЛ4.

Ток срабатывания ЗП общей обмотки

$$I_{ЗП.НЕЙТР.} = \frac{I_{СН} - I_{ВН}}{k_{ТГ.ВН}} \cdot \frac{K_{омс}}{K_6} = \frac{596 - 314}{1000/5} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 1,645 \text{ А}$$

1.9 Заземление и молниезащита подстанции «Зеленый угол»

1.9.1 Расчет заземления подстанции «Зеленый угол»

В соответствии с /26/ все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей. Заземляющее устройство должно отвечать условию $R_3 < 0,5 \text{ Ом}$ или допустимому напряжению прикосновения.

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя. Для выполнения горизонтальных заземлителей используем полосу из оцинкованной стали размером 4x40 мм ($F_{пол} = 160 \text{ мм}^2$), уложенную на глубину $h_3 = 0,7 \text{ м}$ /19/. Вертикальные заземлители выполним из оцинкованного стального прутка диаметром $d = 15 \text{ мм}$ ($F_{пр} = 176,6 \text{ мм}^2$) и длиной $l_6 = 5 \text{ м}$.

Проверим выбранные сечения заземляющих проводников по условиям:

1) коррозионной стойкости:

– вертикальный заземлитель:

$$F_{кор.в.мин} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}), \quad (115)$$

$$F_{\text{кор.в.мин}} = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (15 + 0,67) = 32,97 \text{ мм}^2,$$

где $S_{\text{cp}} = a_3 \cdot \ln^3 \cdot T + a_2 \cdot \ln^2 \cdot T + a_1 \cdot \ln \cdot T + a_0;$

$T = 240$ месяцев – время использования заземлителя (20 лет);

a_3, a_2, a_1, a_0 – коэффициенты, зависящие от свойств грунта.

$$S_{\text{cp}} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 - 0,00104 \cdot \ln 240 + 0,224 = 0,67 \text{ мм}^2.$$

$$F_{\text{пр}} = 176,6 > F_{\text{кор.мин}} = 32,97 \text{ мм}^2;$$

– горизонтальный заземлитель:

$$F_{\text{кор.г.мин}} = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (15 + 0,67) = 32,97 \text{ мм}^2.$$

$$F_{\text{пол}} = 160 > F_{\text{кор.г.мин}} = 32,96 \text{ мм}^2;$$

2) термической стойкости:

$$F_{\text{т.с.мин}} = \sqrt{\frac{I_{\text{кз}}^2 \cdot t_{\text{рз}}}{400 \cdot \beta}}, \quad (116)$$

где $I_{\text{кз}}$ – ток однофазного короткого замыкания, А;

$t_{\text{рз}}$ – время срабатывания релейной защиты, 0,1 с;

β – коэффициент термической стойкости (для стали $\beta = 21$).

$$F_{\text{т.с.мин}} = \sqrt{\frac{35000^2 \cdot 0,1}{400 \cdot 21}} = 120,761 \text{ мм}^2,$$

Сечения материалов, выбранных для выполнения вертикальных и горизонтальных заземлителей, превышают $F_{\text{т.с.мин}}$.

3) механической прочности:

Должно выполняться условие:

$$F_{\text{м.п.}} \geq F_{\text{кор.мин}} + F_{\text{т.с.мин}}. \quad (117)$$

Для вертикального заземлителя:

$$F_{\text{м.п.}} = F_{\text{пр}} = 176,6 > (F_{\text{кор.в.мин}} + F_{\text{т.с.мин}}) = (32,97 + 120,761) = 153,731 \text{ мм}^2.$$

Для горизонтального заземлителя:

$$F_{\text{м.п.}} = F_{\text{пол}} = 160 > (F_{\text{кор.г.мин}} + F_{\text{т.с.мин}}) = (32,97 + 120,761) = 153,731 \text{ мм}^2.$$

Эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{h_{1з}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}}, \quad (118)$$

где $h_{1з} = l_в + h_3 = 5 + 0,7 = 5,7$ – глубина заложения заземлителя, м;

$\rho_1 = 20$ – удельное сопротивление верхнего слоя грунта (глинозём)

/19, таблица 8.6/, Ом·м,;

$h_1 = 7$ – толщина верхнего слоя грунта (глинозём) */19, таблица 8.6/, м;*

$\rho_2 = 46$ – удельное сопротивление нижнего слоя грунта (суглинки)

/19, таблица 8.6/, Ом·м;

$h_2 = 8$ – толщина нижнего слоя грунта (суглинки) */19, таблица 8.6/, м;*

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{5,7}{\frac{8}{46} + \frac{7}{20}} = 10,88 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Размещение искусственных заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Для этой цели на защищаемой территории прокладывают заземляющие полосы вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, создавая заземляющую сетку, к которой присоединяется заземляемое оборудование.

Размер площади, используемой под заземлитель, с учетом того, что контур сетки заземлителя расположен с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя):

$$S_1 = (A_1 + 2 \cdot 1,5) \cdot (B_1 + 2 \cdot 1,5), \quad (119)$$

$$S_1 = (214,5 + 3) \cdot (164 + 3) = 36320 \text{ м}^2,$$

где $A_1 = 214,5$ – длина территории распределительного устройства, м;

$B_1 = 164$ – ширина территории распределительного устройства, м.

Определение общей длины полос сетки горизонтального заземлителя:

$$L_{1r} = \frac{2 \cdot S_1}{a_r}, \quad (120)$$

где $a_r = 18$ – расстояние между полосами сетки, м.

$$L_{1r} = \frac{2 \cdot 36320}{18} = 4036 \text{ м.}$$

Уточняем длину горизонтальных полос для квадратичной модели со стороны $\sqrt{S_1} = 190,578$ м. В этом случае число ячеек:

$$m_1 = \frac{L_{1r}}{2 \cdot \sqrt{S_1}} - 1, \quad (121)$$

$$m_1 = \frac{4036}{2 \cdot 190,578} - 1 = 9,589.$$

Примем $m_1 = 10$.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L_{1r, \text{расч}} = 2 \cdot \sqrt{S_1} \cdot (m_1 + 1), \quad (122)$$

$$L_{1r, \text{расч}} = 2 \cdot 190,578 \cdot (10 + 1) = 4193 \text{ м.}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_{в.1} = \frac{4 \cdot \sqrt{S_1}}{a_b}, \quad (123)$$

$$n_{в.1} = \frac{4 \cdot 190,578}{18} = 42,351.$$

Принимаем $n_{в.1} = 43$ электродов.

Стационарное сопротивление заземлителя, выполненного в виде сетки с вертикальными электродами:

$$R_{ст.1} = \rho_{эКВ} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S_1}} + \frac{1}{L_{1r} + n_{в.1} \cdot l_b} \right), \quad (124)$$

где A – параметр зависящий от соотношения $l_b / \sqrt{S_1}$ /8, стр. 303/:

$$l_b / \sqrt{S_1} = \frac{5}{190,578} = 0,026, \text{ следовательно } A=0,3.$$

$$R_{CT.1} = 10,88 \cdot \left(\frac{0,3}{190,578} + \frac{1}{4193 + 43 \cdot 5} \right) = 0,02 \text{ Ом},$$

Определение импульсного сопротивления заземлителя. Для этого рассчитаем импульсный коэффициент:

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_1}}{(\rho_{\text{ЭКВ}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (125)$$

где I_M – ток молнии, 60 кА.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 190,578}{(10,88 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 2,868.$$

Сопротивление подстанции определяется по формуле:

$$R_{и.1} = R_{CT.1} \cdot \alpha_{и}, \quad (126)$$

$$R_{и.1} = 0,02 \cdot 2,868 = 0,057 \text{ Ом}.$$

Сопротивление подстанции не превышает 0,5 Ом, что соответствует требованиям 26.

1.9.2 Расчет молниезащиты подстанции «Зеленый угол»

В современной практике молниезащиты используются различные типы молниеотводов. Для защиты территории подстанции обычно используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах, а также на отдельно стоящих конструкциях.

Защита подстанции от прямого удара молнии осуществляется шестью молниеотводами, установленными как на отдельно стоящих конструкциях, так и на линейных порталах.

Высота молниеотвода принимается равной 40 м.

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h, \quad (127)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 40 = 34 \text{ м},$$

где h – высота молниеотводов, м.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h \text{ м}, \quad (128)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 40) \cdot 40 = 40,8 \text{ м}.$$

Радиус внешней зоны при условии $2h < L \leq 4h$, определяется как:

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L - 2 \cdot h)}{h} \right). \quad (129)$$

Покажем на примере расчета защищаемого объекта высотой 16,5 м, между молниеотводами 1 и 2.

$$r_{c0} = 40,8 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (93,4 - 2 \cdot 40)}{40} \right) = 38,1 \text{ м}.$$

Высота зоны защиты в середине между молниеотводами:

$$h_{cг} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h), \quad (130)$$

$$h_{cг} = 34 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 40) \cdot (93,4 - 40) = 24,3 \text{ м}.$$

Половина ширины внутренней зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта h_x :

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cг} - h_x}{h_{cг}} \right), \quad (131)$$

$$r_{cx} = 38,1 \cdot \left(\frac{24,3 - 16,5}{24,3} \right) = 12,2 \text{ м}.$$

Радиус зоны защиты на высоте равной высоте защищаемого объекта возле молниеотвода:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right), \quad (132)$$

$$r_x = 40,8 \cdot \left(1 - \frac{16,5}{34} \right) = 21 \text{ м}.$$

Высоту защищаемого объекта принимаем линейный портал высотой $h_{1x} = 16,5$ м., и шинный портал высотой $h_{2x} = 11$ м для распределительного устройства 220 кВ.

Аналогичным образом рассчитываются параметры на высоте других защищаемых объектов, результаты расчета приведены в таблице 26. Полный расчет представлен в приложении Ж, в программе MathCAD 15.

Таблица 26 - Зоны защиты молниеотводов ПС

Молниеотвод		$h, м$	$L, м$	$r_0, м$	$r_{C0}, м$	$h_{1X} = 16,5, м$		$h_{2X} = 11, м$	
						$r_X, м$	$r_{CX}, м$	$r_X, м$	$r_{CX}, м$
1	2	40	93,4	40,8	38,1	21	12,2	27,6	20,8
2	3	40	93,4	40,8	38,1	21	12,2	27,6	20,8
3	4	40	116,4	40,8	33,4	21	6	27,6	15,1
4	5	40	93,4	40,8	38,1	21	12,2	27,6	20,8
5	6	40	93,4	40,8	38,1	21	12,2	27,6	20,8
6	1	40	116,4	40,8	33,4	21	6	27,6	15,1

Как видно по плану система молниеотводов образована многократными стержневыми молниеотводами одинаковой высоты. На уровне земли территория подстанции полностью защищена от прямых ударов молнии, на высоте 16,5 и 11 метров все элементы на подстанции находятся внутри соответствующих зон защиты.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте были произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки параметров электрооборудования. Были рассчитаны уставки релейной защиты линии и автотрансформатора, как на электромеханической, так и на микропроцессорной базе.

Были рассмотрены вопросы внедрения шкафа защит линий ШЭ2607 011021.

Представлены схемы привязки цепей переменного тока и напряжения к цепям вторичной коммутации существующих в эксплуатации устройств релейной защиты и автоматики.

Выполнена схема внутренних логических связей между функциями и блоками шкафа ШЭ2607 011021, а также этих функций и блоков с существующими устройствами релейной защиты и автоматики.

На основе рассчитанных параметров релейной защиты были проанализированы достоинства микропроцессорных блоков. А именно пришли к выводу, что микропроцессорные реле не привнесли в релейную защиту какие-то новые функции, которые не были известны ранее, но были в некоторых ситуациях не реализуемы с помощью традиционных реле. Также они объединили функции отдельных реле, добавив функции, выполнявшиеся ранее регистрирующими приборами. Микропроцессорные устройства не требуют настройки и программирования в прямом понимании этого слова. Ведь при работе с обыкновенным калькулятором не требуется его настройка и знание его внутреннего программирования. Для получения необходимого результата пользователю необходимо лишь задать входные параметры в привычном для него виде.

Проверка микропроцессорных защит внешне ничем не отличается от проверки защит аналогичного типа на базе электромеханических или статических устройств. Во многих случаях микропроцессорные устройства имеют специальный режим тестирования, позволяющий автоматизировать процесс проверки при выпуске и в эксплуатации. После перевода устройства в нормальный

режим работы все измененные в процессе тестирования уставки и параметры автоматически восстанавливаются. Применение в терминалах современных сигнальных процессоров увеличило производительность в сотни и тысячи раз и позволило использовать принципы и методы обработки сигналов, которые ранее считались сугубо теоретическими. Реально современные защиты на микропроцессорной базе имеют быстроедействие не хуже электромеханических, а во многих случаях работают и более быстро.

Одним из главных достоинств микропроцессорных реле защиты, которое следовало бы отметить в первую очередь, является осуществимость реализации целого ряда функций и характеристик (как измерительных и пусковых органов, так и логических цепей), получить которые в устройствах на другой элементной базе или невозможно или весьма затруднительно, а также возможность в некоторых случаях значительно упростить реализацию конкретных алгоритмов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. М: Высшая школа, 2006.-642 с.
- 2 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Техника высоких напряжений. Изоляция и перенапряжения в электрических системах/ В.В. Базуткин, В.П. Ларионов. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 344 с.
- 3 Козлов А.Н, Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем,. – Благовещенск: АмГУ, 2007. – 132 с.
- 5 Беркович М.А., Семёнов В.А. Основы техники и эксплуатации релейной защиты – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 376 с.
- 6 Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 2008. – 551 с.
- 7 Веников В.А. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах. М.: Энергоатомиздат, 2006. – 216 с.
- 8 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник/ Под общ. ред. профессоров МЭИ. – М.: Издательство МЭИ, 2008. – Т.3. – 964 с.
- 9 Дороднова Т.Н. Руководящие указания по релейной защите. Релейная защита трансформаторов и автотрансформаторов 110 – 500 кВ. М.: Энергоатомиздат, 2007. – 96 с.
- 10 Дорошев К.И. Токопроводы и шинопроводы для электрических станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 2008. – 288 с.
- 11 Дьяков А.Ф., Платонов В.В. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем. М.: Издательство МЭИ, 2010. – 248 с.
- 12 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. М.: Энергоатомиздат, 2006. – 592 с.
- 13 Карякин Р.Н. Нормы устройства сетей заземления. М.: Энергосервис, 2008. – 240 с.
- 14 А.Н. Козлов, А.Г. Ротачева. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. Электроавтоматика. М.: Благовещенск: АмГУ, 2006. – 94 с.

- 15 Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4 – 35 кВ и 110 – 1150 кВ. М.: Энергия, 2009. – Т.7. – 640 с.
- 16 Мясоедов Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций/ Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. – Благовещенск: Издательство АмГУ, 2002. – 142 с.
- 17 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
- 18 Правила устройства электроустановок: Справочник / М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2008. – 184 с.
- 19 Производственные показатели ОАО «Дальэнерго» // ОАО «Дальэнерго» [Офиц. сайт]. 2010. <http://www.dalenergo.ru/> (07.03.2010).
- 20 РД 153. – 34.0 – 03.301 – 00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий // Изд-во ЕЭС России, 2009. – 69 с.
- 21 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство ЭНАС, 2009. – 154 с.
- 22 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений Взамен РД 34.35.125–93; Введ. 01.01.2007 – СПб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2007. – 353 с.
- 23 ЭКРА.656453.022 РЭ. Руководство по эксплуатации шкафы защиты линии и автоматики управления выключателем типов ШЭ 2607 011021-Чебоксары. – 133с.
- 24 Рожков Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожков, В.С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 648 с.
- 25 И.П. Березина, А.Д. Смирнов. Справочная книжка энергетика: Справочник. – М.: Энергия, 2008. – 336 с.
- 26 С.С. Рокотян, И.М. Шапиро. Справочник по проектированию электро-энергетических систем: Справочник М.: Энергия, 2007. – 288 с.