

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

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника»

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование подстанции напряжением 110/10 кВ Рабочая в
Амурской области

Исполнитель

студент группы

(подпись, дата)

Горева А.А.

Руководитель

профессор, к.т.н.

(подпись, дата)

Козлов А.Н.

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

Нормоконтроль

(подпись, дата)

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Горевой Адександры Адександровны 1.
Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование подстанции напряжением
110/10 кВ Рабочая в Амурской области

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 01.06.2022 г
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы, полученные в ходе преддипломной практики
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Необходимость сооружения подстанции, выбор оборудования, расчет токов КЗ, обоснование электрической нагрузки подстанции
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1-план и разрез подстанции Рабочая, 2-рассчет токов КЗ, 3-однолинейная схема ПС Рабочая, 4-план и разрез ПС Рабочая, 5-план и разрез ячеек К-59, 6-блок схема релейной защиты.
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков Андрей Борисович, консультант по безопасности и экологичности
7. Дата выдачи задания 01.03.2022 г

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

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

Задание принял к исполнению (дата): 01.03.2022 г

(подпись студента)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

Выпускная квалификационная работа содержит 96 с., 13 рисунков, 20 таблиц, 27 источников.

АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВВОД РЕЗЕРВА, БЕЗОПАСНОСТЬ, НАПРЯЖЕНИЕ, НАГРУЗКА, ПОДСТАНЦИЯ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА, РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ.

Необходимость в проектировании новой подстанции в Амурской области возникло в связи с расширяющимися мощностями сельского хозяйства требующего дополнительных объемов для хранения выращиваемой продукции, ддля внутреннего и внешнего рынков. В связи с чем возникла необходимость в строительстве овощехранилища и питающей его подстанции Рабочая с классами напряжения 110 кВ и 10 кВ.

Для проектирования подстанции 110 кВ выполнены следующие мероприятия. Произведен расчет выпора мощности силового трансформатора, расчет сечений линии 110 кВ, выбор компоновки подстанции и расчет токов короткого замыкания, для выбора и проверки основного силового оборудования подстанции. Расчет контура заземления и молниезащиты подстанции для безопасности и возможности нормального функционирования систем релейной защиты подстанции.

Также были рассмотрены вопросы промышленной безопасности и экологичности.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматическое включение резерва

АПВ – автоматическое повторное включение

ВЛ – воздушная линия

КЗ – короткое замыкание

КРУ – комплектное распределительное устройство

ЛЭП – линия электропередачи

МТЗ – максимальная токовая защита

ПС – подстанция

РЗА – релейная защита и автоматика

ТО – токовая отсечка

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Обоснование необходимости сооружения подстанции	11
1.1. Исходные данные для проектирования ПС 110 кВ Рабочая	11
1.2 Климатические особенности района проектирования	12
2 Обоснование электрической нагрузки подстанции	14
3 Выбор числа и мощности трансформаторов	17
4 Выбор точки присоединения к сети, расчет и выбор сечения провода лэп 110 кВ	20
5 Расчет сопротивлений схемы замещения после выбора параметров лэп и трансформатора	22
6 Расчёт токов КЗ в схеме	26
7 Обоснование технических решений по выполнению ру-110 и 10 кВ	32
8 Выбор оборудования всех классов напряжения	34
8.1 Выбор выключателей 110 кВ	34
8.2 Выбор разъединителей 110 кВ	37
8.3 Выбор трансформаторов тока 110 кВ	38
8.4 Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ	41
8.5 Выбор шин 110 кВ	42
8.6 Выбор изоляторов 110 кВ	44
8.7 Выбор ограничителей перенапряжений 110 кВ	44
8.8 Выбор комплектного распределительного устройства 10 кВ	46
8.9 Выбор выключателей 10 кВ	48
8.10 Выбор трансформаторов тока 10 кВ	50
8.11 Выбор трансформаторов напряжения 10 кВ	52
8.12 Выбор шин 10 кВ	53
8.13 Выбор изоляторов 10 кВ	56
8.14 Выбор ограничителей перенапряжений 10 кВ	56
8.15 Выбор предохранителей 10 кВ	58

9 Расчет молниезащиты и заземляющего устройства подстанции рабочая	59
9.1. Расчет молниезащиты ПС 110/10 Рабочая	59
9.2. Расчет заземления	61
10 Расчет (описание) уставок микропроцессорных устройств релейной защиты трансформатора	65
10.1 Защита линий 10 кВ питающих овощехранилище	66
10.2 Защита трансформатора	68
10.3 Телемеханика и сигнализация	71
11 Безопасность и экологичность	78
11.1 Безопасность	78
11.2 Экологичность	85
11.3 Чрезвычайные ситуации	90
Заключение	93
Список используемых источников	94

ВВЕДЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе для проработки принята задача по проектированию новой подстанции в Амурской области с высшим классом напряжения 110 кВ для электроснабжения овощехранилища. Подстанция запроектирована с применением современных требований по проектированию подстанций, и с применением силового оборудования зарекомендовавшего себя с положительной стороны. Принятые технические решения по компоновке подстанции обеспечивают достаточную степень надежности электроснабжения исходя из исходных данных по категоричности потребителя.

Актуальность выбранной темы выпускной квалификационной работы состоит в необходимости развития системы электроснабжения Амурской области в части увеличения количества подстанций и развития экономики области связанной с увеличением потребления электроэнергии и необходимости безопасной и бесперебойной работы оборудования.

Поэтому целью выпускной квалификационной работы является проектирование подстанции 110 кВ Рабочая в Амурской области.

Для достижения цели выпускной квалификационной работы необходимо последовательно решить следующие задачи:

1. Расчет и выбор мощности силового трансформатора.
2. Провести расчеты сечений питающих проводов линии 110 кВ.
3. Определение компоновки и конструктивных особенностей подстанции
4. Расчет токов короткого замыкания
5. Выбор основного оборудования подстанции.

Предметом исследования в работе выступает подстанция 110/10 кВ Рабочая.

Практическая значимость работы состоит в возможности применения решений выпускной квалификационной работы при реализации такой задачи как строительство новой подстанции, плюсом является возможность быстрой

адаптации проекта подстанции к различным внешним факторам в случае реализации проекта в другом территориальном месте.

Для решения вышеуказанных задач используются компьютерные программы общего пользования: Microsoft Office, Microsoft Word 2007, Microsoft Visio, Microsoft Excel.

1. ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ СООРУЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ

1.1. Исходные данные для проектирования ПС 110 кВ Рабочая

Объектом проектирования является подстанция 110 на 10 кВ Рабочая в Амурской области.

Основанием для проектирования новой подстанции является схема и программа развития электроэнергетики Амурской области, утверждаемая распоряжением губернатора Амурской области [1].

К проектируемой подстанции планируется подключить овощехранилище с распределительным транспортным центром. Необходимость строительства овощехранилища в Амурской области вблизи районного центра Благовещенск обусловлена отсутствием на данный момент каких-либо крупных центров в Амурской области по хранению плодовоовощных культур. В связи, с чем местным производителям приходится реализовывать (продавать) всю выращенную продукцию на запад в центральную часть России.

Овощехранилище – специально оборудованное помещение для хранения овощей, в котором поддерживается оптимальный микроклимат, позволяющий сохранять свежесть продукции длительное время.

По конструкции овощехранилище будет металлокаркасного типа. Металлокаркасные хранилища для овощей, выполненные из легких металлических конструкций с обшивкой сэндвич-панелями или профлистом. Такие овощехранилища позволяют организовать хранение в несколько ярусов (до 6 ярусов) что дает максимальную плотность загрузки продукции на единицу площади хранилища. Каркас здания может учитывать возможность размещения различного оборудования, устройство вспомогательных помещений с учетом действующих строительных норм и правил.

Из оборудования в овощехранилище в обязательном порядке устанавливается вентиляция, охлаждение и отопление на зимний период. Овощехранилища вместимостью больше 100 тонн для картофеля или капусты,

а также любого количества лука, требуют организации приточно-вытяжной вентиляции. При этом только для хранения капусты требуется устройство системы холодоснабжения. Для длительного хранения (до 6-10 месяцев) наиболее оптимальным является вариант овощехранилища с активной вентиляцией («американская» или «голландская» технология) с нагнетанием воздуха через вентиляционную шахту и систему подземных или наземных вентиляционных каналов.

1.2. Климатические особенности района проектирования

Благоприятные климатические условия в Благовещенском районе позволяют успешно развиваться сельскому хозяйству: как животноводству, так и овощеводству. В настоящее время сложилась непростая ситуация, требующая выращивания большого количества овощей, для которых климат в амурской области наиболее благоприятствует. Поэтому и возникла необходимость в последующем хранении их. Все это благоприятно сказывается на экономическом развитии региона, позволяет решить проблемы безработицы на селе, а также обеспечивает местное население продукцией собственного производства.

Средняя температура из ежегодных абсолютных минимальных в районе подстанции равна - 41°C. В связи с этим открыто устанавливаемое оборудование применяется исполнения У1, УХЛ1 по ГОСТ 15150-69. Все оборудование принимаем сейсмоустойчивое (6 баллов по MSK 64). Проектируемый район относится к 4-му району по гололеду и к 3-му району по ветровому давлению, в соответствии с ПУЭ 7-е издание. расположен в I климатическом районе, в подрайоне 1А. Расчетные климатические условия соответствуют III району по ветру и II по гололеду.

Климат в районе овощехранилища характеризуется как чертами континентального климата, так и муссонного, отличается суровой, малоснежной зимой и достаточно жарким летом с обильными осадками.

Климатические условия характеризуются следующими температурами окружающей среды:

средняя за год – 0°C ;

абсолютная минимальная – -45°C ;

абсолютная максимальная – -41°C ;

средняя наиболее холодной пятидневки (расчетная температура отопления) – -34°C ;

средняя наиболее холодного периода (расчетная температура для вентиляции) – -25°C ;

средняя наиболее холодного месяца – $-24,3^{\circ}\text{C}$;

средняя за отопительный период – $-11,5^{\circ}\text{C}$.

Нормативная толщина стенки гололеда для высоты 10 метров с повторяемостью 1 раз за 5 лет составляет 5 мм. Максимальный нормативный скоростной напор ветра на высоте до 15 метров от земли 450 Па.

Зимой осадки незначительны, поэтому высота снежного покрова всего 20 – 40 см. Летом обильные туманы, особенно в первую половину лета. Летние муссонные дожди возникают обычно в июле и увеличиваются к началу августа. Дожди приводят к сильным разливам рек и составляют 60 – 70 % годового количества. Количество осадков в год примерно 500 – 600 миллиметров.

2. ОБОСНОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ ПОДСТАНЦИИ

Проектируемая подстанция Рабочая будет питать овощехранилище, предполагаемое к строительству в данном районе.

Современные овощехранилища используют два основных вида оборудования:

Системы вентиляции. Эффективным вариантом является наличие автоматической вентиляции помещения. Для такой системы можно самостоятельно задать определенные параметры, и автоматика будет регулировать уровень температуры и влажности в помещении. В овощехранилищах зачастую устанавливаются специальные датчики влажности, контролирующие образование конденсата. Автоматическая вентиляционная система может быть оборудована различными дополнительными функциями.

Комплексные системы, контролирующие микроклимат внутри овощехранилища. Если в помещении хранится много овощей, и оно имеет солидные габариты, рекомендуется установить полноценную климатическую систему, которая будет регулировать обогрев, охлаждение и вентиляцию. Системы такого типа могут полностью управлять микроклиматом внутри овощехранилища, поддерживать на заданном хозяином уровне влажность и температуру.

Холодильное и отопительное оборудование можно приобрести в любом специализированном магазине. Современный рынок предлагает большое разнообразие всевозможных обогревателей и кондиционеров, которые подходят для использования в погребах, подвалах и овощехранилищах.

Системы контроля микроклимата могут включать в себя следующие составляющие:

- основной блок управления;
- электрический щит;
- клапаны и системы воздухопроводов;

различные датчики, щит управления датчиками, модемы для передачи данных суммарной мощностью трансформаторной подстанции, питающей их 400 кВт;

оборудование для вентиляции 5x60 кВт;

устройства для хранения данных и обработки получаемых сигналов потребляемой мощностью 175 кВт;

оборудование для обогрева помещения;

холодильное оборудование и установки 2x450 кВт;

системы для увлажнения воздуха 3x75 кВт.

Основное преимущество использования климатической системы, включающей в себя сразу все перечисленные выше элементы, заключается в том, что она полностью автоматизирована и компьютеризирована. Например, с помощью устройств управления можно проследить за параметрами датчиков и получаемыми показателями, после чего задать определенные характеристики. Это позволит сохранить овощи максимально долго.

Учитывая все данные факты, мощность, потребляемая овощехранилищем составляет 2 МВт по 3-й категории надежности.

Разберем более подробно, что будет входить в эту мощность.

Для электроснабжения потребителя 3 категории надежности примем схему по стороне 110 кВ ЗН-Блок (линия- трансформатор) с выключателем, схема представлена на рисунке 5 [2].

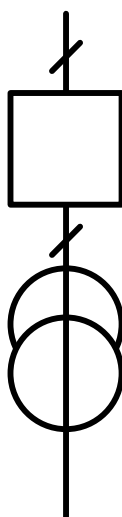


Рисунок 5 – схема стороны 110 кВ ЗН

Данная схема применяется для тупиковых или ответвительных однострансформаторных ПС, при необходимости автоматического отключения, поврежденного трансформатора от ВЛ, питающей несколько подстанций. ВН

Схема «блок линия—трансформатор с выключателем» применяется на подстанциях напряжением 35—220 и 500 кВ в тех случаях, когда нельзя использовать более простые и дешевые схемы первичной коммутации подстанций. На двухтрансформаторных подстанциях напряжением 35—110 кВ применяется схема «блок линия—трансформатор» с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линии. Блочные схемы просты, экономичны, но при повреждениях в линии или в трансформаторе автоматически отключаются линия и трансформатор.

3. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Выбор мощности и числа силовых трансформаторов является одной из наиболее важных задач в проектировании электроустановок. В данном случае определение мощности трансформаторов происходит по потребляемой нагрузке величина которой определена в разделе 2. И представляет собой суммарную нагрузку овощехранилища со всем вспомогательным оборудованием.

Полная мощность трансформатора находится по следующей формуле:

$$S_n = \sqrt{P_n^2 + Q_n^2} \quad (1)$$

где P_n – активная составляющая нагрузки потребляемая овощехранилищем, определенная в разделе 2 и равная 2 МВт:

Q_n – реактивная составляющая потребляемой овощехранилищем нагрузки.

Учитывая на данный момент отсутствия данных по реактивной нагрузке, примем tg из учета величины \cos равного 0,84, в соответствии с требованиями по компенсации реактивной мощности.

Поэтому получаем $\text{tg}\varphi=0,4$;

$$Q_n = P_n \cdot \text{tg}\varphi; \quad (2)$$

$$Q_n = 2 \cdot 0,4 = 800 \text{ МВар.}$$

Определим полную нагрузку, потребляемую овощехранилищем от проектируемой подстанции Рабочая:

$$S_n = \sqrt{2000^2 + 800^2} = 2154,1 \text{ кВА}$$

Для установки на ПС 110 кВ Рабочая примем один силовой трансформатор напряжением 110/10 кВ мощностью 2500 кВА.

Выбираем трансформатор ТМН 2500/110/10 кВ в соответствии с ГОСТ 12965-85, со следующими техническими характеристиками:

Код ОКП - 34 1151 0061;

Номинальное напряжение ВН – 110 кВ;

Номинальное напряжение НН – 11 кВ;

Схема и группа соединения обмоток – Ун/Д-Д-11-11;

РПН на стороне НН +15/-12%, +10/-8 9 ступеней;

Потери холостого хода – 5,0 кВт;

Потери короткого замыкания – 22 кВт;

Напряжение короткого замыкания ВН-НН – 10,5%;

Ток холостого хода – 1,2%;

габаритные размеры (ДхШхВ) – 3700х2600х4100 мм;

Полная масса – 14500 кг;

Масса масла – 5400 кг;

Транспортная масса – 13000 кг.

Проверим выбранный трансформатор на допустимую загрузку.

Фактическая загрузка силового трансформатора определяется по формуле:

$$K_{з.ф.} = \frac{S_{факт}}{n \cdot S_{ном.тр.}}; \quad (3)$$

где $S_{факт}$ – фактическая заявленная нагрузка потребителя, кВА;

n – количество силовых трансформаторов на ТП, шт.;

$S_{ном. тр.}$ – номинальная мощность установленного силового трансформатора, кВА.

$$K_{з.ф.} = \frac{2154,1}{1 \cdot 2500} = 0,86$$

Загрузка трансформатора не превышает нормально допустимые загрузки силового трансформатора в нормальном режиме. Аварийный режим работы не предусматривается так как 3-я категория надежности и одна питающая линия.

4. ВЫБОР ТОЧКИ ПРИСОЕДИНЕНИЯ К СЕТИ, РАСЧЕТ И ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ПРОВОДА ЛЭП 110 КВ

Источником электроснабжения ПС 220 кВ Рабочая является сеть 110 кВ. Присоединение к энергосистеме ПС 110 кВ Рабочая планируется от шин 110 кВ ПС 220 кВ Благовещенская одной отпайкой ВЛ от опоры № 35 ВЛ 110 кВ Благовещенская - Птицефабрика.

Схема включения ПС 110 кВ Рабочая в сеть 110 кВ представлена на рисунке 6.

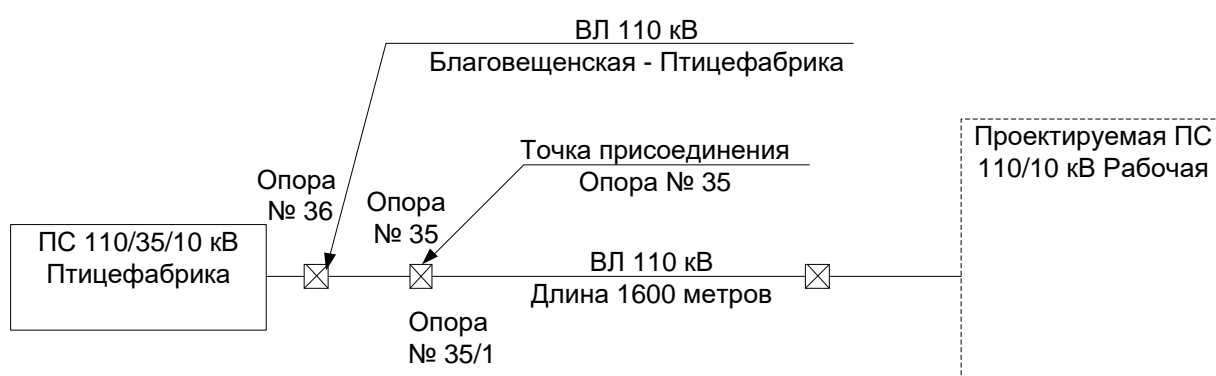


Рисунок 6 - Схема присоединения ПС 110 кВ Рабочая

Как видно из схемы, подстанция будет подключаться к энергосистеме отпайкой от ВЛ 110 кВ Благовещенская – Птицефабрика. ВЛ 110 кВ Благовещенская – Птицефабрика выполнена на металлических решетчатых опорах проводом АС сечением 95 мм², длина существующей линии составляет 1,43 километра. Длина вновь проектируемой линии составляет 1,6 километра.

Максимальный ток в воздушной линии которая будет питать ПС 110 кВ Рабочая по стороне 110 кВ и подключаемая к ВЛ 110 кВ Благовещенская – Птицефабрика рассчитывается по формуле:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{(P_n)^2 + (Q_n)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{\phi}}, \quad (4)$$

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{2000^2 + 800^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 11,31 \text{ A}$$

где $n_{\text{ц}}$ – количество цепей;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение, кВ.

Расчетный ток на участках линии, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП:

$$I_p = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (5)$$

$$I_p = 11,31 \cdot 1,05 \cdot 1,05 = 12,46 \text{ A},$$

где I_{\max} - максимальный ток, А;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки (T_M).

Для ВЛ 110 кВ α_i принимается равным 1,05. В зависимости от величины коэффициент попадания в максимум нагрузки энергосистемы и от числа часов использования наибольшей нагрузки (T_{\max}) определяется величина α_T . Примем α_T равным 1,05.

Для II района по гололёду для Амурской области в соответствии с таблицей 1.3.29. Допустимый длительный ток для неизолированных проводов по ГОСТ 839-80 (ПУЭ), для голого провода вне помещений для тока 12,46 Ампер нам подходит провод сечением 10 мм². Однако учитывая весовые нагрузки на провод в пролётах опор, а также тот факт, что подключаемся к существующей ВЛ 110 кВ Благовещенская – Птицефабрика с сечением провода 95 мм². В соответствии с требованиями безопасности и надёжности подключение ПС 110 кВ Рабочая также выполним проводом аналогичного сечения, то есть АС 95/16.

5. РАСЧЕТ СОПРОТИВЛЕНИЙ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ПОСЛЕ ВЫБОРА ПАРАМЕТРОВ ЛЭП И ТРАНСФОРМАТОРА

Определение параметров схемы замещения для расчетов токов короткого замыкания является одной из наиболее важных задач, решаемых в данной выпускной квалификационной работе, потому что от величины сопротивлений элементов схемы замещения зависит расчетная величина токов короткого замыкания на основании которой выбирается все оборудование подстанции. Перед тем как выполнить расчеты сопротивлений схемы замещения необходимо определить состав элементов и связей между ними.

Так как ПС 110 кВ Рабочая подключена к системе от ВЛ 110 кВ Благовещенская-Птицефабрика, в расчете токов короткого замыкания будут участвовать следующие элементы:

Шины и выключатель 110 кВ на ПС 220 кВ Благовещенская;

ВЛ 110 кВ Благовещенская – Птицефабрика;

Проектируемая ВЛ от опоры № 35 до ПС 110 кВ Рабочая;

Выключатель 110 кВ ПС 110 кВ Рабочая;

Шины 110 кВ ПС Рабочая;

Силовой трансформатор ТМН 2500 кВА 110/10 кВ.

Схема для определения сопротивлений схемы замещения для расчетов токов КЗ указана на рисунке 7.

По схеме сети для расчета токов короткого замыкания, определяем и составляем схему замещения с указанием сопротивлений участвующих в расчете токов короткого замыкания, которая будет иметь следующий вид, указанный на рисунке 8.

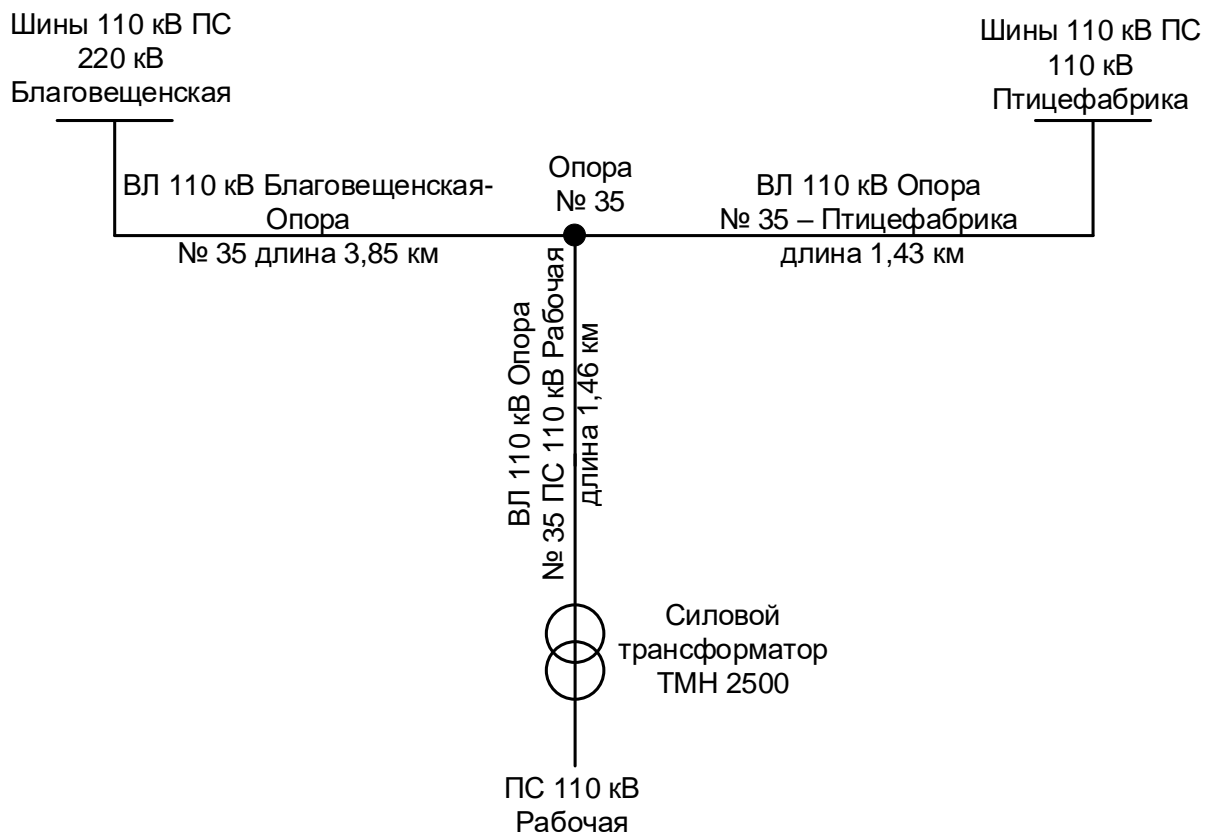


Рисунок 7 - Схема сети для определения схемы замещения

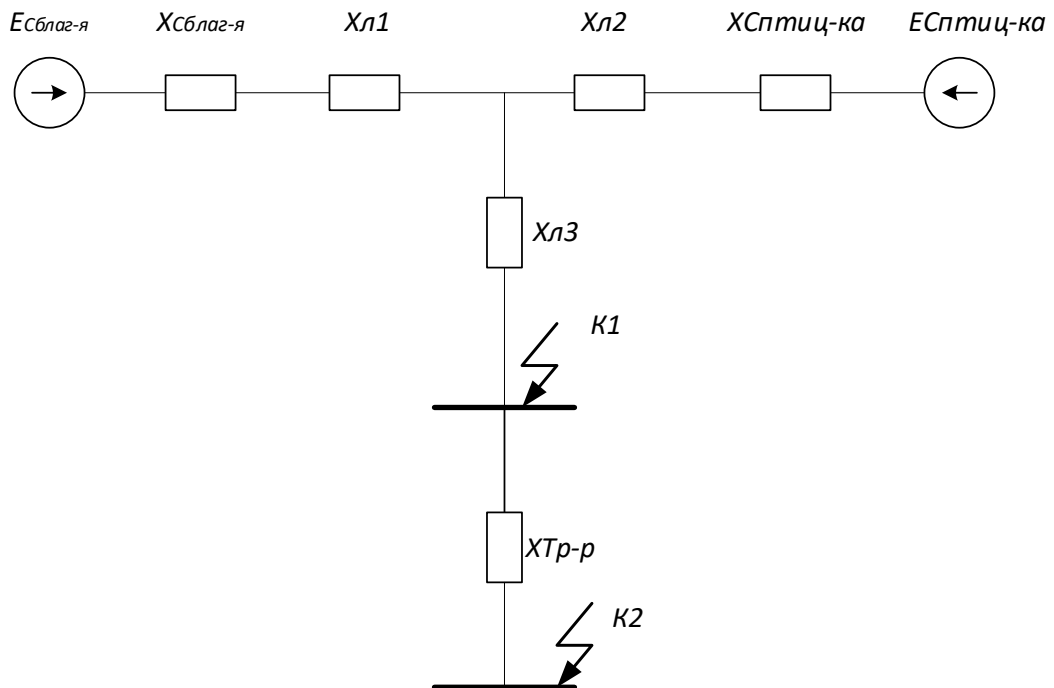


Рисунок 8 - Схема замещения сети

Расчет будем вести в относительных единицах согласно схеме замещения (рисунок 8), поэтому принимаем исходные условия:

$$S_6=1000 \text{ кВА};$$

$$U_{6ВН}=110 \text{ кВ};$$

$$U_{6НН}=10,5 \text{ кВ};$$

Сопротивления ЛЭП, трансформаторов и системы рассчитываются соответственно формулам, приведенным ниже:

$$X_{\text{ЛЭП}} = x_{\text{уд}} l \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2}, \quad (6)$$

$$X_{\text{тр}} = \frac{u_{\text{к\%}}}{100} \frac{S_6}{S_{\text{ном}}}, \quad (7)$$

$$X_{\text{сис}} = \frac{S_6}{S_{\text{сис}}}, \quad (8)$$

где $x_{\text{уд}}$ – удельное сопротивление провода АС 95/16, которое равно 0,371 Ом/км;

l – длина каждого участка ВЛ, соответственно;

$u_{\text{к\%}}$ - напряжение короткого замыкания силового трансформатора определено выше в разделе 3;

$S_{\text{сис}}$ - мощность системы (МВА), определяется из отключающей способности выключателей на стороне 110 кВ подстанций ПС 220 кВ Благовещенская и ПС 110 кВ Птицефабрика. Отключающая способность у выключателей на ПС 220 кВ Благовещенская и ПС 110 кВ Птицефабрика составляет 31,5 кА.

$$S_{\text{сис}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{сети}} \cdot I_{\text{НОМОТКЛ}} = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 31,5 = 6001,56 \text{ МВА}$$

Найдем сопротивления схемы замещения для расчета токов короткого замыкания, при определении сопротивления системы используется значение отключения тока короткого замыкания на выключателях ПС Благовещенская и ПС Птицефабрика, напряжение короткого замыкания силового трансформатора определено выше в разделе 3. Результаты определения сопротивлений схемы замещения внесем в таблицу 1.

Таблица 1 – Результаты определения параметров схемы замещения.

Параметр схемы замещения	Значение параметра
$X_c \text{ Благ}$	0,017
$X_c \text{ Птиц-ка}$	0,017
$X_{л1}$	0,012
$X_{л2}$	0,004
$X_{л3}$	0,004
$X_{тр}$	0,42

6. РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ В СХЕМЕ

Расчет токов короткого замыкания производится для выбора и проверки электрических аппаратов и проводников на подстанции Рабочая. Значения периодической составляющей тока КЗ $I_{п0}$, периодической составляющей тока КЗ в момент отключения $I_{пт}$, аperiodической составляющей тока КЗ в момент отключения $i_{ат}$ в заданной точке необходимо для проверки коммутационной способности выключателя, значение ударного тока КЗ $i_{уд}$ необходимо для проверки электродинамической стойкости коммутационных аппаратов и трансформаторов тока [расчет токов КЗ].

Расчет токов КЗ начинается с выбора расчетного места КЗ. Место КЗ выбирается таким образом, чтобы выявить наиболее тяжелый случай.

Выбираем расчетные точки токов короткого замыкания точка 1 на шинах 110 кВ подстанции Рабочая, вторая точка на шинах 10 кВ подстанции Рабочая.

Базисный ток в расчетных точках находится по следующей формуле:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (9)$$

$$I_{\text{бВН}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,52 \text{ кА}$$

$$I_{\text{бНН}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

ЭДС системы примем равным 1;

По схеме замещения просуммируем сопротивления от системы до каждой расчетной точки КЗ. Для этого эквивалентим схему замещения рисунок 8 до более простой схемы. То есть упростим ее, соответственно последовательные сопротивления суммируются:

$$X_{\text{сумм1}} = X_{\text{Сблаг-я}} + X_{\text{л1}} \quad (10)$$

$$X_{\text{сумм2}} = X_{\text{СПтиц-ка}} + X_{\text{л2}} \quad (11)$$

$$X_{\text{сумм1}} = 0,017 + 0,012 = 0,028$$

$$X_{\text{сумм2}} = 0,017 + 0,004 = 0,021$$

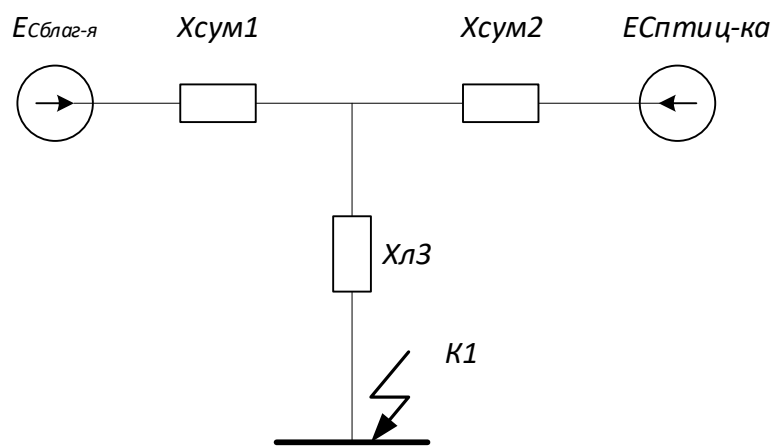


Рисунок 9 - Эквивалентная схема замещения сети

Полученную схему можно еще упростить, объединив однотипные источники, получим следующую схему замещения

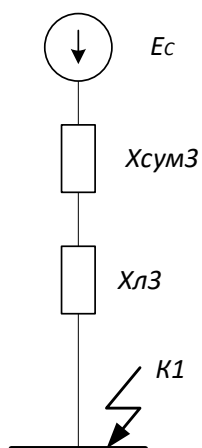


Рисунок 10 - Упрощение схемы замещения сети

где $X_{сумм3}$ находится по следующей формуле:

$$X_{сумм3} = \frac{X_{сумм1} \cdot X_{сумм2}}{X_{сумм1} + X_{сумм2}}; \quad (12)$$

$$X_{сумм3} = \frac{0,028 \cdot 0,021}{0,028 + 0,021} = 0,01$$

На полученной схеме можно сделать еще несколько упрощений получив в итоге эквивалентную схему замещения, состоящую из ЭДС и эквивалентного сопротивления.

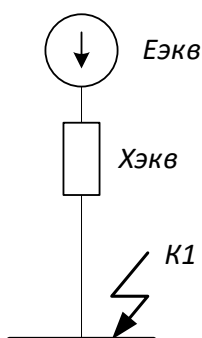


Рисунок 11 – эквивалентная схема замещения сети для расчета токов КЗ

Эквивалентное сопротивление схемы замещения находится по формуле:

$$X_{\text{экв}} = X_{\text{сум3}} + X_{\text{л3}} \quad (13)$$

$$X_{\text{экв}} = 0,01 + 0,0042 = 0,017$$

Значения периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени можно получить по формуле:

$$I_{\text{п0}} = \frac{E}{X} I_{\sigma}, \quad (14)$$

$$I_{\text{п0}} = \frac{1}{0,017} 0,52 = 31,66 \text{ кА}$$

где E и X – ЭДС и сопротивление в эквивалентной схеме.

Значение периодической составляющей тока КЗ в момент отключения КЗ в ветви системой равно:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}}, \quad (15)$$

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 31,66 = 44,78 \text{ кА},$$

Значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент отключения КЗ и ударный ток КЗ определяются соответственно по выражениям:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{t_{\text{о.в.}}}{T_{\text{а}}}}; \quad (16)$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} I_{\text{п0}} k_{\text{уд}}, \quad (17)$$

где T_a - постоянная времени, которая находится по формуле:

$$T_a = \frac{X_\Sigma}{\omega R_\Sigma}; \quad (18)$$

где R - активное сопротивление, которое при расчете токов КЗ на напряжение 110 кВ не учитывается, так как расчет ведется упрощенный.

$$T_a = \frac{0,017}{314} = 0,0001$$

$t_{o.v.}$ - время отключения выключателя с учетом времени срабатывания РЗ, примем $t_{o.v.} = 0,065$ с;

$k_{уд}$ - ударный коэффициент, который находится по формуле:

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \quad (19)$$

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0001}} = 1$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 31,66 \cdot e^{-\frac{0,065}{T_a}};$$

Ударный ток равен:

$$i_{уд} = \sqrt{2} * 31.66 * 1 = 44.774.$$

В точке К2 расчет ведется аналогичным образом. Результаты расчета сведем в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчет токов КЗ

Точка КЗ	Ток трехфазного КЗ, кА	Ток двухфазного КЗ, кА	Постоянная времени затухания, с	Ударный коэффициент	Ударный ток, кА
1	2	3	4	5	6
К1	31,66	44,78	0,0001	1,00	44,77
К2	12,59	17,81	0,0014	0	17,81

7 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РУ-110 И 10 КВ

Подстанция Рабочая будет реализована по простой схеме - блок линия трансформатор, с установкой всего оборудования на открытом воздухе, то есть ОРУ 110 кВ трансформатор, шинный мост 10 кВ и здание КРУН 10 кВ, маслоприемник без отвода масла так как согласно Правил устройства электроустановок для данного типа трансформаторов при массе масла до 10 тн допускается не делать маслобурники с маслоотводами. Основное оборудование на напряжение 110 кВ, которое необходимо выбрать имеет следующий состав:

- выключатели;
- разъединители;
- трансформаторы напряжения;
- трансформаторы тока;
- ошиновка;
- ограничители перенапряжения;
- изоляторы.

Силовой трансформатор 110/10 кВ мы выбрали в разделе 3 выше, к установке предполагается ТМН 2500/110/10 кВ.

По стороне 10 кВ основным оборудованием является:

- комплектное распределительное устройство наружной установки КРУН;
- вакуумные выключатели 10 кВ, устанавливаемые в КРУН;
- трансформаторы напряжения 10 кВ;
- трансформаторы тока 10 кВ;
- опорные изоляторы 10 кВ;
- ограничители перенапряжения (ОПН) 10 кВ;
- Плавкие предохранители 10 кВ.

Конструктивная часть строительства подстанции состоит из следующих основных узлов:

- ОРУ 110 кВ;
- Площадка под силовой трансформатор 110/10 кВ;
- КРУ 10 кВ в блочно-модульном здании;
- ОПУ в блочно-модульном здании;
- Контур заземления;
- Молниезащиты подстанции.

Учитывая, что категория надежности у нас 3-я, особых специальных требований к подстанции нет, соответственно примем к дальнейшей разработке классическую схему состоящую из открытого распределительного устройства 110 кВ наружной установки, открыто установленного силового трансформатора, и комплектного распределительного устройства 10 кВ, площадь подстанции будет отсыпана ПГС, учитывая небольшую мощность силового трансформатора и отсутствие на территории другого маслонаполненного оборудования маслоприемник выполним под трансформатором без отвода масла, установим два отдельностоящих молниеприемника и рассчитаем контур заземления состоящий из горизонтальных и вертикальных заземлителей, ограждение подстанции выполним из сплошных бетонных блоков соответствующих современным требованиям безопасности. Также на подстанции будет выполнена релейная защита на основе современных микропроцессорных устройств по классическим типовым схемам.

8. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ВСЕХ КЛАССОВ НАПРЯЖЕНИЙ

Определение типов и характеристик оборудования на проектируемой подстанции 110 кВ Рабочая является очень важным фактором, позволяющим в последствии эксплуатировать подстанцию без проблем и с уверенностью, что она простит определенный срок без повреждений. Остановимся на каждом виде электрооборудования и выберем типы и марки, предполагаемые к установке на ПС 110 кВ Рабочая.

8.1 Выбор выключателей 110 кВ

Выключатели являются основными коммутационными аппаратами и служат для отключения и включения цепей в различных режимах работы. Наиболее ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее КЗ.

Выключатели 110 кВ бывают различных типов основное их отличие — это среда для гашения дуги. В последнее время наиболее оптимальным и современным средством являются элегазовые выключатели. Высоковольтные выключатели, в которых используется элегаз SF₆ как изоляционная и дугогасительная среда, получают все более широкое распространение, так как имеют высокие показатели коммутационного и механического ресурсов, отключающей способности, компактности и надежности по сравнению с воздушными, масляными и маломасляными высоковольтными выключателями.

При проверке выключателей должны быть рассмотрены случаи КЗ с одной и с другой стороны выключателя и следует принимать во внимание самые тяжелые режимы, при которых отключаемый выключателем ток имеет наибольшее значение, причем предполагается, что выключатель отключает поврежденный участок последним. При этом следует учитывать, что при проверке выключателей на электродинамическую и термическую стойкость за расчетный вид КЗ принимается трехфазное КЗ; на коммутационную способность – больший из значений получаемых для случаев трехфазного и однофазного КЗ, в максимальных режимах.

Выбор выключателей 110 кВ производят по следующим параметрам:
по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (20)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

по длительному току:

$$I_{\max 11} = \frac{1,4 \cdot S_m}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}},$$

$$I_{\max 110} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 110} = 18,37 \text{ A},$$

$$I_{\max} \leq I_{ном};$$

$$18,37 \text{ A} \leq 1000 \text{ A};$$

по отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл ном};$$

$$31,66 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

На стороне 110 кВ выбираем вводные элегазовые выключатели колонкового типа ВГТ-110-40/1000 У1 с электродвигательным приводом ШПЭ-46. Проверка данного выключателя:

По термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{omk} + T_a); \quad (21)$$

$$B_k = 31,66^2 \cdot (0,055 + 0,0001) = 55,24 \text{ кА}^2\text{с},$$

где t_{omk} – время отключения выключателя, включая собственное время отключения выключения $t_{соб} = 0.055$ с и время срабатывания микропроцессорной релейной защиты;

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей, принимается 0,0001 с для 110 кВ.

$$B_{k \text{ терм}} = I_m^2 \cdot t_m, \quad (22)$$

$$B_{k \text{ терм}} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $I_{терм}$ - ток термической стойкости (справочная величина);

$t_{терм}$ - время протекания КЗ (справочная величина).

По динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{вкл}. \quad (23)$$

Ударный ток берётся на основании расчетов короткого замыкания для точки К1. Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Выбор выключателя сведем в таблицу для большей наглядности.

Таблица 3 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 110 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{рmax} = 18,37 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$

$I_{откл}=40 \text{ кА}$	$I_{по}=31,66 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{по}$
$I_{вкл}=40 \text{ кА}$	$I_{по}=31,66 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$i_{вкл}=102 \text{ кА}$	$i_{уд}=44,78 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
$I_T^2 \cdot t_T=4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k=55,24 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$

По результатам расчетов можно сделать вывод о том, что выбранная марка выключателя подходит.

8.2 Выбор разъединителей 110 кВ

Выбор разъединителей производится так же, как выключателей, но без проверок на отключающую способность, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

Выбираем разъединители на стороне 110 кВ РНДЗ-110/1000 У1 с приводом ПРГ-2Б УХЛ1.

Проверка на термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_k = I_{нокл}^2 \cdot (t_{отк} + T_a);$$

$$B_k = 31,66^2 \cdot (0,055 + 0,0001) = 55,24 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{к терм} = I_m^2 \cdot t_m,$$

$$B_{к терм} = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2\text{с},$$

Таблица 4 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе разъединителей 110 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{рmax} = 18,37 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{вкл} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 44,78 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
$I_T^2 \cdot t_T = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 55,24 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$

8.3 Выбор трансформаторов тока 110 кВ

Измерительные трансформаторы тока (напряжения) предназначены для уменьшения первичного тока (напряжения) до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока на ПС Рабочая выбираются по следующим параметрам:

по напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (24)$$

по току

$$I_{\text{норм}} (I_{\text{мах}}) \leq I_{1\text{ном}} .$$

При этом номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

по конструкции и классу точности;

по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} = K_{\text{эд}} \sqrt{2} I_{1\text{ном}},$$

где $K_{\text{эд}}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;

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

по термической стойкости:

$$B_k \leq (K_T \cdot I_{1\text{ном}})^2 \cdot t_T,$$

где K_T – кратность термической стойкости, величина справочная,
 t_T – время термической стойкости, величина справочная.
 по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}} , \quad (25)$$

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$.
 Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{к}}$:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт}}. \quad (26)$$

В качестве соединительных проводов применяют многожильные контрольные кабели с бумажной, резиновой, полихлорвиниловой или специальной теплостойкой оболочке. Согласно ПУЭ, по условию прочности сечение не должно быть меньше 4 мм^2 и для алюминиевых жил и $2,5 \text{ мм}^2$ для медных жил.

Выбираем трансформатора тока элегазовый ТОГ-110-0,2. Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ показывается в таблице 5.

Таблица 5 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-350 М		0,5	
Ватметр	Д 8002	0,1	0,1	0,1
Варметр	Д 8004	0,1	0,1	0,1
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	1	1	1

Итого		1,2	1,7	1,2
-------	--	-----	-----	-----

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ на шинах 110 кВ ПС Рабочая.

$$B_k = I_{\text{по кл}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_d);$$

$$B_k = 31,66^2 \cdot (0,055 + 0,0001) = 55,24 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{к терм}} = I_m^2 \cdot t_m,$$

$$B_{\text{к терм}} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с},$$

Мощность вторичной обмотки $S_{2H} = 20 \text{ ВА}$.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}, \quad (27)$$

$$Z_{2H} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (28)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,7}{25} = 0,07 \text{ Ом},$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечением $q=4 \text{ мм}^2$ КРВГ с медными жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=60 \text{ м}$.

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (29)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,424 \text{ Ом},$$

где $r_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов ($r_{\text{конт}} = 0,05 \text{ Ом}$).

$$z_2 = 0,05 + 0,424 + 0,07 = 0,544 \text{ Ом}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 6.

Таблица 6 – Выбор трансформатора тока 110 кВ на ПС

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 18,37 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$
$Z_{2Н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{Нр} = 0,544 \text{ Ом}$	$Z_{2Н} \geq Z_{Нр}$
$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кр}} = 55,24 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{кр}}$
$I_{\text{дин}} = 45 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 44,78 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

8.4 Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ

На стороне 110 кВ выбирается трансформатор напряжения НАМИ - 110 У1 это антирезонансный трансформатор отдельностоящей установки. В таблице 7 указываются условия проверки.

Таблица 7 – Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$S_{ном} = 100 \text{ ВА}$ (для класса точности 0.5)	$S_{2У} = 25,5 \text{ ВА}$	$S_{ном} \geq S_{2У}$

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения показывается в таблице 8.

Таблица 8 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 110 кВ

Прибор	Тип	$S_{потр}, \text{В*А}$	Количество приборов	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Общая потребляемая мощность	
						$P_2, \text{Вт}$	$Q_2, \text{Вар}$
Вольтметр	Э-350 М	2	2	1	0	4	-
Ватметр	Д 8002	1,5	2	1	0	3	-
Варметр	Д 8004	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-	5 Вт	2	0.38	0.925	3,8	9,3
	4ТМ.03М	5 Вт	2	0.38	0.925	3,8	9,3
Итого	-	-	10	-	-	17,6	18,5

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 110 кВ составит:

$$S_{2У} = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2},$$

$$S_{2У} = \sqrt{17,6^2 + 18,5^2} = 25,5 \text{ ВА}.$$

По сравнению в таблице 8 выбранный трансформатор напряжения проходит по всем параметрам.

8.5 Выбор шин 110 кВ

Основное электрическое оборудование электростанций и подстанций (генераторы, трансформаторы, синхронные компенсаторы) и аппараты в этих

цепях (выключатели, разъединители, разрядники) соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки. Выделяют основные виды токопроводов: гибкие шины, жесткие шины, комплектный пофазно-экранированный токопровод(цепях генератора мощностью более 60МВт).

В ОРУ 110 кВ применяем классические гибкие шины, выполненные проводом АС как и сама линия. Гибкие провода применяются для соединения линии с выключателем на ОРУ, трансформатора с ОРУ. Примем сечение аналогичное сечению провода приходящей линии 110 кВ во избежание соединений проводов различных сечений, и формирования слабых точек.

Выбор сечения по нагреву:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{макрасч}}$$

$$330 \text{ А} \geq 11,31 \text{ А},$$

Принимаем сечение по допустимому току АС - 95/11.

Проверка на термическое действие КЗ не производится, т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования не производится, т. к. согласно ПУЭ, минимально допустимое сечение проводов по условию коронирования на 110 кВ составляет 70 мм².

Проверка гибких шин по условиям схлестывания не проводится, так как периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ на шинах 110 кВ ПС меньше 40 кА, [3].

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{Bk}}{C},$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{55,24 \cdot 10^6}}{91} = 81,67 \text{ мм}^2.$$

Принимаем сечение по термической стойкости АС - 95/11.

8.6 Выбор изоляторов 110 кВ

Выбираем опорные изоляторы марки ОНШП-110-20 УХЛ1 с $F_{\text{разр}} = 10000$

Н.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (30)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{5800^2 \cdot 1,2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 8,7 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}},$$

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

Таблица 9 – Выбор опорных изоляторов 110 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$F_{\text{расч}} = 8,7 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} = 6000 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$

8.7 Выбор ограничителей перенапряжений 110 кВ

Выбирается ОПН – 110 - У1 [7], в таблице 10 указываются условия проверки.

Таблица 10 – Выбор ограничителей перенапряжения 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$\mathcal{E}^*_{\text{ном}} = 1,1 \text{ кДж/кВ}$ (для класса 1)	$\mathcal{E}^*_{\text{уст}} = 0,48 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{\text{ном}} \geq \mathcal{E}^*_{\text{уст}}$

Для определения энергоемкости ОПН находится энергия поглощения ОПН по формуле, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{\text{ост}}}{z} \cdot U_{\text{ост}} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (31)$$

$$\mathcal{E} = \frac{550 - 270}{450} \cdot 270 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 53 \text{ кДж},$$

где U - величина неограниченного перенапряжения, определяемая в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается равной 550 кВ в соответствии с [4];

$U_{\text{ост}}$ - остающееся напряжение ОПН, принимается 270 кВ;

z - волновое сопротивление провода, принимается 450 Ом;

n - количество последовательных токовых импульсов, принимается 20;

T - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v},$$

$$T = \frac{2500}{3,15 \cdot 10^8} \cdot 10^6 = 7,94 \text{ мкс},$$

где l и v - длина защищенного подхода и скорость распространения волны соответственно.

Удельная энергоемкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{номОПН}}, \quad (32)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{53}{110} = 0,48.$$

ОПН принят с учётом 1 класса по энергоёмкости до 1,1 кДж/кВ.

8.8 Выбор комплектного распределительного устройства 10 кВ

Выбирается КРУ серии СЭЩ-59 [9], в таблице 20 указываются условия проверки.

КРУ-СЭЩ-59 это комплектное распределительное устройство наружной установки, предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6 и 10 кВ.

КРУ-СЭЩ-59 – ячейки наружной установки с двухсторонним обслуживанием, имеют в конструкции коридор управления, обеспечивающий комфортное обслуживание и возможность установки шкафов РЗА различного назначения.

КРУ-СЭЩ-59 изготавливается для работы в условиях, соответствующих климатическим исполнениям УХЛ категории размещения 1, а именно:

- высота над уровнем моря не более 1000 м;
- температура окружающего воздуха:
 - УХЛII – не выше +40 °С и не ниже -60 °С;
- атмосфера типа II – промышленная, относительная влажность воздуха – 80% ;
- нормативное ветровое давление (скорость ветра) при отсутствии гололеда – 1000 (40) Па (м/с), при гололеде – 760 (34) Па (м/с);
- категория внешней изоляции (для КРУ-СЭЩ-59 с воздушным выводом) – А (I - II) и Б (II) по ГОСТ 9920-89;
- устойчивость к землетрясению КРУ-СЭЩ-59, установленных на заглубленном фундаменте, во всем диапазоне сейсмических воздействий до

максимального расчетного землетрясения интенсивностью 9 баллов включительно по шкале MSK на уровне 0.00 м, при этом допускается во время землетрясения ложное срабатывание релейной защиты и отключение высоковольтного выключателя;

- окружающая среда невзрывоопасная и не пожароопасная, не содержащая пыли в концентрациях, снижающих параметры изделия, не подвергающаяся действию газов, испарений и химических отложений, вредных для изоляции (тип изоляции может подбираться исходя из требований объекта);

Таблица 11 – Выбор КРУ 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$ $i_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 192,45 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 17,81 \text{ кА}$ $V_{\text{к}} = 334,46 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} \geq V_{\text{к}}$

Проводится проверка по термической устойчивости ячейки КРУ:

$$V_{\text{к}} = I_{\text{по кз}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a);$$

$$V_{\text{к}} = 12,59^2 \cdot (0,06 + 2 + 0,05) = 334,46 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{\text{отк}}$ – время отключения выключателя, включая собственное время отключения выключения 0.06 с и время срабатывания релейной защиты с учётом селективности 2 с;

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей, принимается 0,05 с для 10 кВ.

$$V_{\text{к терм}} = I_{\text{м}}^2 \cdot t_{\text{м}},$$

$$V_{\text{к терм}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с},$$

По данным сравнения выбранная ячейка КРУ подходит.

8.9. Выбор выключателей 10 кВ

Ячейки К-59 производства Самара-Электроцит комплектуются вакуумными выключателями 10 кВ производства Таврида Электрик ВВ/те1, с приводом типа магнитная защелка. Данные выключатели мы и принимаем к установке на стороне 10 кВ ПС Рабочая. Вводные выключатели типа ISM-Shell-10-31,5/2500 У2 с приводом СМ-16.

Выбор и проверка выключателей производят по следующим параметрам:
по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ;$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

Максимальный ток:

$$I_{\max 10} = \frac{1,4 \cdot S_m}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}},$$

$$I_{\max 10} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 192,45 \text{ A} ,$$

$$192,45 \text{ A} \leq 2500 \text{ A};$$

по отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл ном};$$

$$12,59 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА};$$

по термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{\text{но к3}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_d);$$

$$B_k = 12,59^2 \cdot (0,06 + 2 + 0,05) = 334,46 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{k \text{ терм}} = I_m^2 \cdot t_m,$$

$$B_{k \text{ терм}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с},$$

Апериодическая составляющая:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{\text{ном откл}},$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 31,5 = 17,8 \text{ кА},$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 40\%$;

$I_{\text{ном откл}}$ – номинальный ток отключения.

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{но к3}}^{(3)} + i_{\text{ат к3}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{номотк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right);$$

$$\sqrt{2} \cdot 12,59 + 17,8 \leq \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot \left(1 + \frac{0,40}{100}\right);$$

$$35,61 \leq 44,73 \text{ кА}.$$

Сопоставление приведено в таблице 21.

Таблица 12 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 2500 \text{ А}$ $I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{вкл}} = 80 \text{ кА}$ $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{\text{а.НОМ}} = 44,73 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 192,45 \text{ А}$ $I_{\text{по}} = 12,59 \text{ кА}$ $I_{\text{по}} = 12,59 \text{ кА}$ $i_{\text{уд}} = 17,12 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 334,46 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{\text{ат}} = 35,61 \text{ кА}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$ $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$ $i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} \geq B_{\text{к}}$ $i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

8.10 Выбор трансформаторов тока 10 кВ

Выбирается трансформатор тока на стороне 10 кВ ПС. Выбираем трансформатора тока с литой изоляцией ТОЛ-10У3. Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ приведена в таблице 13.

Таблица 13 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-350 М		0.5	
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0.12		0.12
Ватметр	Д 8002	0.5		0.5
Варметр	Н 3083	0.5		0.5
Итого		1.12	0.5	1.12

Из таблицы 22 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. На вводах 10 кВ и на секционном выключателе выбираем ТТ марки ТОЛ-10У3. Паспортные данные берём из [4].

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ на шинах 10 кВ ПС:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{но кз}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{а}});$$

$$B_{\text{к}} = 12,59^2 \cdot (0,06 + 2 + 0,05) = 334,46 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{к терм} = I_m^2 \cdot t_m,$$

$$B_{к терм} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с},$$

Мощность вторичной обмотки $S_{2H} = 12.5 \text{ ВА}$.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{12.5}{5^2} = 0.5 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{1.12}{5^2} = 0.0448 \text{ Ом}.$$

где $S_{ПРИБ}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечением $q = 4 \text{ мм}^2$ КРВГ с медными жилами и удельным сопротивлением $c = 0,0283$. Длину проводов примем $l = 5 \text{ м}$.

$$r_{пр} = \frac{0.0283 \cdot 5}{4} = 0.035 \text{ Ом},$$

где $r_{КОНТ}$ - сопротивление контактов ($r_{КОНТ} = 0.1 \text{ Ом}$).

$$r_2 = 0.1 + 0.035 + 0.0448 = 0.23 \text{ Ом}.$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор трансформатора тока 10 кВ для $K_T = 0.5$

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
-------------------	------------------	----------------

$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 3000 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 192,45 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$
$Z_{2\text{H}} = 0.4 \text{ Ом}$	$Z_{\text{Нр}} = 0.23 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{H}} \geq Z_{\text{Нр}}$
$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кр}} = 334,46 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} \geq B_{\text{кр}}$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 17,82 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

ТТ на вводах и в секционной ячейке проверку проходят.

8.11 Выбор трансформаторов напряжения 10 кВ

Трансформаторы напряжения выбираются:

по напряжению установки:

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

по конструкции и схеме соединения;

по классу точности;

по вторичной нагрузке:

$$S_{2\text{У}} \leq S_{\text{ном}},$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\text{У}}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

По аналогии с выбором трансформаторов тока для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок (таблица 13).

На стороне 10 кВ выбираем трансформаторы напряжения НАМИ-10-УХЛ2 по [4].

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ на 1 сш

Прибор	Тип	S _{потр} , В*А	Количество приборов	cos φ	sin φ	Общая потребляемая мощность	
						P ₂ , Вт	Q ₂ , Вар
сш-1							
Вольтметр	Э-350 М	2	2	1	0	4	-
Ватметр	Д 8002	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	5 Вт	5	0.38	0.925	9,5	23,1
		5 Вт	5	0.38	0.925	9,5	23,1
Итого	-	-		-	-	26	46,3
сш-2							
Вольтметр	Э-350 М	2	2	1	0	4	-
Ватметр	Д 8002	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	5 Вт	4	0.38	0.925	7,6	18,5
		5 Вт	4	0.38	0.925	7,6	18,5
Итого	-	-		-	-	22,2	37

Вторичная нагрузка трансформатора составит:

$$S_{2\Sigma\text{сш1}} = \sqrt{26^2 + 46,3^2} = 53 \text{ ВА.}$$

$$S_{2\Sigma\text{сш2}} = \sqrt{22,2^2 + 37^2} = 43,1 \text{ ВА.}$$

Таблица 16 – Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
U _{ном} = 10 кВ	U _{уст} = 10 кВ	U _{ном} ≥ U _{уст}
S _{ном} = 100 ВА (для класса точности 0.5)	S _{2Усш1} = 53 ВА S _{2Усш2} = 43,1 ВА	S _{ном} ≥ S _{2У}

ТН-10 кВ проверку проходят.

8.12 Выбор шин 10 кВ

В ЗРУ 10 кВ применяется жёсткая ошиновка, установленная на заводе в соответствии с выбранным типом ячеек.

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 10 кВ из проводников прямоугольного или корбчатого профиля крепятся на опорных полимерных изоляторах. Шинодержатели, с помощью

которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин.

В РУ 10 кВ подстанции Рабочая применяется жёсткая ошиновка, размеры и расположение ошиновки приведено на рисунке 12.

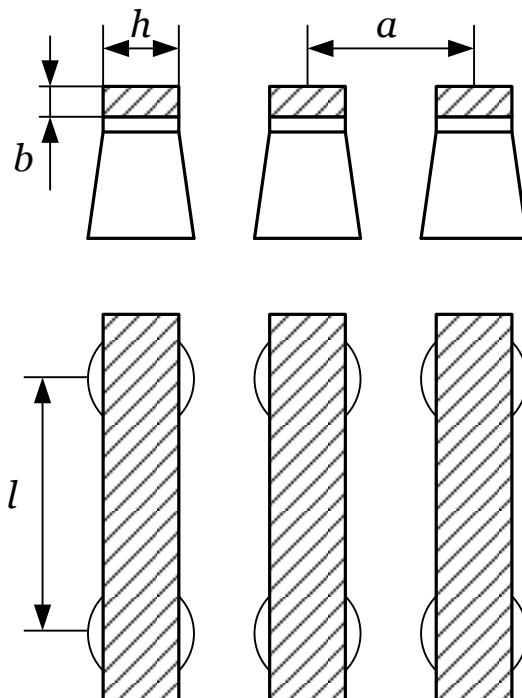


Рисунок 12 – Жёсткая ошиновка РУ 10 кВ

Сечение шин выбирается по допустимому току. Принимаем однополюсные алюминиевые шины прямоугольного сечения $2 \times 60 \times 8 \text{ мм}^2$, марки АД0 - из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные; $I_{\text{доп}} = 3000 \text{ А}$.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят $I_{\text{max}} = 192,45 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 3000 \text{ А}$.

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{Bk}}{C}, \quad (33)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{334,46 \cdot 10^6}}{91} = 303,4 \text{ мм}^2.$$

Определяется пролёт l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad l \leq 1,13 \text{ м.} \quad (34)$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, должна быть меньше 1,13 м условия недопустимости резонанса, в выбранном типе КРУ КУ-10С расстояние 0,9 м;

J - момент инерции шины, 1440 мм⁴;

q - поперечное сечение шины, равное 960 мм².

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (35)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{16600^2 \cdot 0,9^2}{0,64 \cdot 0,45} = 13 \text{ МПа,}$$

где W - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, 0,64 см³,

a - расстояние между фазами, для выбранного КРУ равно 0,45 м ;

l - длина пролета между опорными изоляторами, м.

Шины механически прочны, если $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$, т. е. $13 < 85$ МПа, а также $\sigma_{\text{доп}} \leq 0,7 \sigma_{\text{разр}}$, т. е. $13 \leq 0,7 \cdot 130 = 91$. Условия механической прочности соблюдены.

Таблица 17– Выбор жёстких шин 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\max} = 2943 \text{ А}$ $\sigma_{\text{расч}} = 13 \text{ МПа}$ $q_{\min} = 303,43 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} = 3000 \text{ А}$ $\sigma_{\text{доп}} = 85 \text{ МПа}$ $q = 960 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\max}$ $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$ $q \geq q_{\min}$

8.13 Выбор изоляторов 10 кВ

Выбираем опорные изоляторы марки ОНШП-10-20 УХЛ1 с $F_{\text{разр}} = 3000 \text{ Н}$.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (36)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{16600^2 \cdot 0.9}{0.8} \cdot 10^{-7} = 72 \text{ Н}.$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как

$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot F_{\text{разр}},$$

$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н}.$$

Таблица 18 – Выбор опорных изоляторов

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$F_{\text{расч}} = 72 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} = 2400 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$

8.14 Выбор ограничителей перенапряжений 10 кВ

Выбирается ОПН – РВ/TEL У3, в таблице 28 указываются условия проверки.

Таблица 19 – Выбор ограничителей перенапряжения 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$\mathcal{E}^*_{\text{ном}} = 1,1 \text{ кДж/кВ}$ (для класса 1)	$\mathcal{E}^*_{\text{уст}} = 0,45 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{\text{ном}} \geq \mathcal{E}^*_{\text{уст}}$

Для определения энергоемкости ОПН находится энергия поглощения ОПН по формуле, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{\text{ост}}}{z} \cdot U_{\text{ост}} \cdot 2 \cdot T \cdot n,$$

$$\mathcal{E} = \frac{43 - 12,6}{250} \cdot 12,6 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 4,9 \text{ кДж},$$

где U - величина неограниченного перенапряжения, определяемая в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается равной 43 кВ в соответствии с [4];

$U_{\text{ост}}$ - остающееся напряжение ОПН, принимается 8,4 кВ;

z - волновое сопротивление провода, принимается 250 Ом;

n - количество последовательных токовых импульсов, принимается 20;

$T = 7,94 \text{ мкс}$ - время распространения волны;

Удельная энергоемкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{номОПН}}},$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{4,9}{10} = 0,49,$$

ОПН проходит по всем параметрам с учётом 1 класса по энергоемкости до 1,1 кДж/кВ.

8.15 Выбор предохранителей 10 кВ

Предохранители в КРУ К-59 устанавливаются в ячейках ТН, для защиты трансформаторов напряжения. Выбор предохранителей производится по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ;$$

- по длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном} , I_{max} \leq I_{ном}.$$

Проверяют предохранители по отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл ном}.$$

Ток максимального режима:

$$I_{раб.мак} = \frac{S_{тсн}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} ,$$

$$I_{раб.мак} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5.8 A$$

Примем предохранитель типа ПНО-1-10.

Таблица 20 – Выбор предохранителей ТСН

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 10 \text{ А}$	$I_{рmax} = 5,8 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 8,4 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{по}$

Данный тип предохранителя подходит. Для защиты трансформатора напряжения 10 кВ примем следующий тип предохранителя: ПНО-1-10.

9. РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА ПОДСТАНЦИИ РАБОЧАЯ

На подстанциях с открытыми распределительными устройствами и подключёнными к ВЛ иногда возникают коммутационные перенапряжения. Связанные с оперативными переключениями, осуществляемыми коммутационными аппаратами, а также при коротких замыканиях. Атмосферные перенапряжения возникают вследствие воздействия на электроустановку грозовых разрядов. Эти перенапряжения являются опасными для изоляции электрооборудования. Защита электроустановок от перенапряжений осуществляется с помощью специальных устройств; молниеотводов, защитных тросов, разрядников, ограничители перенапряжений.

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молний осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных. Наиболее часто применяют стержневые молниеотводы, тросовые используют для защиты длинной и узкой сооружений.

9.1. Расчет молниезащиты ПС 110/10 Рабочая

Защита трансформаторов и оборудования от коммутационных перенапряжений и от волн высокого напряжения, набегающих с линий, осуществляется ограничителями перенапряжений ОПН-110.

Места размещения молниеотводов нанесены на плане подстанции (лист 6 графической части).

По данным параметров ячейки определим размеры ПС 110:

размеры ОРУ: ширина – $C = 22$ м;

 длина – $B = 48$ м;

Место установки и высоту молниеотводов нужно выбирать так, чтобы они обеспечивали зону защиты на высоте шинных порталов по всей территории ОРУ, а также должны быть защищены линейные порталы.

В нашем случае молниеотводы расположены на линейных порталах вводном и трансформаторном. Принимаем высоту защищаемого объекта – линейный портал [4].

Высота молниеотвода $h=19,17$ м

Расстояние между молниеотводами $L = 27$ м

Расстояние между порталами L_1

Высота защищаемого объекта $h_x = 11,35$ м

Эффективная высота молниеотвода

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h = 16,294 \quad (37)$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = 20,352 \text{ м} \quad (38)$$

$$h < L \leq 2h$$

$$19,17 < 27 \leq 38,34$$

$$r_{c0} = r_0 = 20,352 \text{ м}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{1CX} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L - h) \text{ м} \quad (39)$$

$$h_{1CX} = 16,294 - (0,17 + 0,0003 \cdot 19,17) \cdot (27 - 19,17) = 14,918 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_{1CX} = r_{C0} \cdot \frac{h_{1CX} - h_X}{h_{1CX}} \text{ м} \quad (40)$$

$$r_{1CX} = 20,352 \cdot \frac{14,918 - 11,35}{14,918} = 4,868 \text{ м}$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{1X} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{\text{эф}}} \right) = 20,352 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{16,294} \right) = 6,176 \text{ м}$$

9.2. Расчет заземления

Заземление - одна из основных и старейших защитных мер. При этой защитной мере все металлические корпуса электроприемников, металлические конструкции и т. д., которые могут оказаться из-за повреждения изоляции под опасным напряжением, должны быть заземлены, то есть преднамеренно соединены с землей.

Назначение защитного заземления заключается в том, чтобы создать между корпусом защищаемого устройства и землей электрическое соединение с достаточно малым сопротивлением для того, чтобы в случае замыкания на корпус этого устройства прикосновение к этому корпусу человека (параллельное присоединение) не могло вызывать прохождение через его тело тока такой величины, которая угрожала бы жизни и здоровью.

Производим расчёт заземления ПС 110/10 кВ Рабочая.

Определяем необходимое сопротивление искусственного заземлителя, включенного параллельно:

$$R_u = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e - R_3} \text{ Ом}; \quad (41)$$

Расчетное удельное сопротивление грунта $S=100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Определяем удельное сопротивление для горизонтальных электродов:

$$S_{\text{расч.г.}} = 4,5 \cdot S \text{ Ом}\cdot\text{м} \quad (42)$$

Определяем удельное сопротивление для вертикальных электродов:

$$S_{\text{расч.в.}} = 1,8 \cdot S \text{ Ом}\cdot\text{м} \quad (43)$$

Определяем сопротивление растекания одного вертикального электрода $R_{\text{огэ}}$ для стержневых электродов из круглой стали:

$$R_{\text{огэ}} = \frac{S_{\text{расч.в.}}}{2\pi \cdot l} \cdot \left(\ln \cdot \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \cdot \frac{4t+l}{4t-l} \right) \text{ Ом} \quad (44)$$

Определяем примерное число вертикальных заземлителей n при предварительно принятом $K_{\text{у.в.}} = 0,6$:

$$n = \frac{R_{\text{огэ}}}{K_{\text{у.в.}} \cdot R_{\text{у}}} \quad (45)$$

где $K_{\text{у.в.}}$ - коэффициент использования вертикальных электродов.

Определяем сопротивление расчетного горизонтального электрода $R_{\text{огэ}}$ из круглой стали диаметром 20 мм, приваренного к верхним площадям вертикальных электродов:

$$R_{\text{огэ}} = \frac{S_{\text{расч.г.}}}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{2l^2}{6t} \text{ Ом} \quad (46)$$

Определяем сопротивление горизонтального электрода:

$$R_{\text{г.э.}} = \frac{R_{\text{огэ}}}{K_{\text{у.г.}}} \text{ Ом} \quad (47)$$

Уточняем необходимое сопротивление вертикальных электродов с учетом проводимости горизонтальных соединительных электродов:

$$R_{г.з.} = \frac{R_{з.з.} \cdot R_u}{R_{з.з.} - R_u} \text{ Ом} \quad (48)$$

Уточняем число вертикальных электродов с учетом коэффициентов использования:

$$n = \frac{R_{огз}}{R_{г.з.}} \quad (49)$$

При использовании выше перечисленных формул получаем следующие данные.

Определяем необходимое сопротивление искусственного заземлителя, включенного параллельно:

$$R_u = \frac{1.5 \cdot 0.5}{1.5 - 0.5} = 0.75 \text{ Ом}$$

Расчетное удельное сопротивление грунта $S=100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Определяем удельное сопротивление для горизонтальных электродов.

$$S_{расч.г.} = 4.5 \cdot S = 4.5 \cdot 100 = 450 \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (50)$$

Определяем удельное сопротивление для вертикальных электродов:

$$S_{расч.в.} = 1.8 \cdot S = 1.8 \cdot 100 = 180 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Определяем сопротивление растекания одного вертикального электрода:

$$R_{огз} = \frac{180}{2 \cdot 3.14 \cdot 5} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{20 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 3.2 + 5}{4 \cdot 3.2 - 5} \right) = 38 \text{ Ом} \quad (51)$$

Определяем примерное число вертикальных заземлителей:

$$n = \frac{38}{0.6 \cdot 0.75} = 84,$$

Определяем сопротивление расчетного горизонтального электрода:

$$R_{\text{орз}} = \frac{450}{2 \cdot 3,14 \cdot 250} \cdot \ln \frac{2 \cdot 250^2}{2 \cdot 0,2 \cdot 0,7} = 4,4 \text{ Ом}$$

Определяем сопротивление горизонтального электрода:

$$R_{\text{г.э.}} = \frac{4,4}{0,21} = 21 \text{ Ом}$$

Уточняем необходимое сопротивление вертикальных электродов:

$$R_{\text{в.э.}} = \frac{21 \cdot 0,75}{21 - 0,75} = 0,78 \text{ Ом}$$

Уточняем число вертикальных электродов с учетом коэффициентов использования:

$$n = \frac{38}{0,78} = 48$$

Окончательно принимаются к установке 48 вертикальных глубинных электрода. Дополнительно к контуру на территории подстанции выполняются продольные связи из металлических полос, расположенных на расстоянии 0,8 м от оборудования с поперечными связями через каждые 6 м. Для выравнивания потенциалов у входов и въездов прокладываются углубленные полосы. Эти неучтенные горизонтальные электроды уменьшают общее сопротивление заземляющего устройства, проводимость их идет в запас надежности.

10. РАСЧЕТ (ОПИСАНИЕ) УСТАВОК МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА

В данном разделе бакалаврской работы рассмотрим вариант организации защиты проектируемой подстанции Рабочая устройствами релейной защиты, базирующейся на микропроцессорных устройствах и сравнение ее с традиционной защитой на реле.

Основное предназначение релейной защиты является обеспечение с заданной степенью быстродействия отключение поврежденного элемента или сети. Большинство фирм производителей оборудования РЗА прекращают выпуск электромеханических реле и устройств и переходят на цифровую элементную базу. Переход на новую элементную базу не приводит к изменению принципов релейной защиты и электроавтоматики, а только расширяет ее функциональные возможности, упрощает эксплуатацию и снижает ее стоимость. Именно по этим причинам микропроцессорные устройства очень быстро занимают место устаревших электромеханических и микроэлектронных реле.

Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше, чем у микроэлектронных, а тем более электромеханических. Так, мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне 0,1- 0,5 ВА, аппаратная погрешность – в пределах 2-5%, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96-0,97 [34].

К настоящему времени на линиях 6-10 кВ в эксплуатации имеются микроэлектронные и микропроцессорные устройства релейной защиты различных производителей - это устройства отечественного производства, такие как РС80М, УЗА, МРЗС, “Диамант”, Сириус и устройства зарубежных производителей: “Areva”(“Alstom”), “Microelettrica scientifica”, “Siemens”, “ABB” и др. Общей для них является тенденция все большего перехода на цифровую технику. Цифровые защиты, выпускаемые этими фирмами, имеют

высокую стоимость, которая, впрочем, окупается их высокими техническими характеристиками и многофункциональностью.

Более детально рассмотрим устройство защиты линии Сириус-2-Л.

Микропроцессорное устройство защиты Сириус-2-Л, предназначено для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 6–110 кВ.

Устройство Сириус-2-Л предназначено для установки в релейных отсеках КРУ, КРУН и КСО, на панелях и в шкафах в релейных залах и пультах управления электростанций и подстанций 6–110 кВ. Устройство предназначено для защиты воздушных и кабельных линий, а также трансформаторов, преобразовательных агрегатов и т.д.

Устройство Сириус-2-Л является комбинированным микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики.

Применение в устройстве модульной мультипроцессорной архитектуры наряду с современными технологиями поверхностного монтажа обеспечивают высокую надежность, большую вычислительную мощность и быстродействие, а также высокую точность измерения электрических величин и временных интервалов, что дает возможность снизить ступени селективности и повысить чувствительность терминала.

Реализованные в устройстве алгоритмы функций защиты и автоматики, а также схемы подключения устройства разработаны по требованиям к отечественным системам РЗА в сотрудничестве с представителями энергосистем и проектных институтов, что обеспечивает совместимость с аппаратурой, выполненной на различной элементной базе, а также облегчает внедрение новой техники проектировщикам и эксплуатационному персоналу.

10.1 Защита линий 10 кВ питающих овощехранилище

В сетях 10 кВ с изолированной нейтралью на воздушных линиях электропередач с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, максимальная токовая направленная защита [2]. На линиях 10 кВ предусматриваем указатели протекания токов короткого замыкания. Защита

линий 10 кВ от замыканий на землю, выполняется с действием на сигнал. Производится расчет защиты линии до овощехранилища.

В отличие от электромеханических реле (РТ-85, РТВ и др.), имеющих одну характеристику зависимости времени срабатывания от величины тока, устройства релейной защиты (УРЗ) на микроэлектронной и микропроцессорной основе имеют несколько характеристик. Устройства отечественного производства, как правило, имеют одну независимую характеристику и от 2 до 5 типов зависимых характеристик. Устройства зарубежных фирм имеют одну независимую характеристику и до 11 типов зависимых характеристик.

Для защиты отходящего фидера применяем микропроцессорное устройство Сириус-2-Л.

Терминал Сириус-2-Л включает в себя следующие основные функции:

Максимальная токовая защита (МТЗ) - отключает фидер при превышении тока уставки с выдержкой времени. Токовая отсечка отключает фидер без выдержки времени при появлении в сети больших токов короткого замыкания. Ускорение МТЗ автоматически вводится при включении выключателя и после работы АПВ на время 0,5с., при этом время МТЗ уменьшается до 0 с;

1. Токовая отсечка (ТО) от междуфазных КЗ и замыканий на землю;
2. Защита от снижения и повышения напряжения нулевой последовательности;
3. Защита от тепловой перегрузки;
4. Защита от замыканий на землю работает на сигнал.

Определим величину тока уставки МТЗ для линии П/С-ТП7-ТП3-ТП4-ТП35:

Определим номинальный ток, $I_{ном}$ линии, мощность протекающая по линии в нормальном режиме, когда линия разомкнута в точке потокораздела 674,42 кВА, длина линии 5,87 км.

$$I_{ном} = \frac{S_{расч}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}}; \quad (52)$$

где $S_{\text{расч}}$ – расчетная мощность, протекающая по линии, кВА;

$U_{\text{ср}}$ – среднее напряжение цепи, кВ.

$$I_{\text{ном}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 192,45 \text{ А};$$

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{ср.з}} = \frac{K_n \cdot K_z}{K_v} \cdot I_{\text{ном}}; \quad (53)$$

где K_n – коэффициент надежности, равен 1,3;

K_z – коэффициент самозапуска, равен 1,25;

K_v – коэффициент возврата реле, равен 0,95;

$$I_{\text{ср.з}} = \frac{1,3 \cdot 1,25}{0,95} \cdot 192,45 = 329,3 \text{ А};$$

Определяется чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к}2}^{(2)} \cdot 0,87}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{12590 \cdot 0,87}{329,3} = 33,26 \geq 1,06; \quad (54)$$

где $I_{\text{к}2}^{(2)}$ - минимальный ток двухфазного КЗ на шинах противоположной по отношению к защите подстанции.

Чувствительность защиты как видно из неравенства достаточна для срабатывания на ток КЗ в самом удаленном объекте.

10.2 Защита трансформатора

В соответствии с [17] на двухобмоточных трансформаторах устанавливаются:

1. Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на их выводах - применяют токовую отсечку.

2. Для защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ, и резервирования действия защиты от внутренних повреждений на трансформаторах с односторонним питанием - максимальная токовая защита без пуска или с пуском минимального напряжения (при недостаточной чувствительности без пуска напряжения), устанавливаемая со стороны питания.

3. Для защиты от токов в обмотках, обусловленных перегрузкой - токовая защита, выполняемая с одним токовым реле с действием на сигнал с выдержкой времени.

4. Для сигнализации о повышении температуры масла ставится термосигнализатор с действием на сигнал.

Расчёт токовой отсечки

Токовой отсечкой должны быть оборудованы понижающие трансформаторы с напряжением 10 кВ, мощностью до 6,3 МВА при условии обеспечения ею достаточной чувствительности защиты ($k_{\text{ч}} \geq 2$).

Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_n \cdot K_{\text{сам}}}{K_B} \cdot I_{\text{раб.макс}} = \frac{1.25 \cdot 2}{0.8} \cdot 192,45 = 601,4 \text{ А}; \quad (55)$$

где $I_{\text{раб.макс}}$ - первичный номинальный ток;

K_n - коэффициент надежности, принимается из диапазона (1.2 - 1.3);

$K_{\text{сам}}$ - коэффициент само запуска, принимается из диапазона (1.5 - 2);

K_B - коэффициент возврата, принимается из диапазона (0.8 - 0.85);

Ток срабатывания отсечки по условию селективности выбирается по выражению:

$$I_{\text{с.о}} \leq k_n \cdot I_{\text{к.макс}}^{(3)} = 1,3 \cdot 12,59 = 16,37 \text{ кА}; \quad (56)$$

где $I_{к.макс}^{(3)}$ - максимальное значение тока трехфазного КЗ за трансформатором, приведенное к стороне высшего напряжения, то есть к месту установки защиты.

k_n - коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2 – 1,3;

Ток срабатывания реле токовой отсечки определяется по выражению:

$$I_{ср.р} = I_{с.з} \cdot \frac{k_{сх}}{n_m} = 601,4 \cdot \frac{1}{40} = 15,04 \text{ А}; \quad (57)$$

где $k_{сх}$ - коэффициент схемы (при схеме соединения трансформаторов тока в звезду $k_{сх} = 1$; в треугольник и на разность фаз $k_{сх} = \sqrt{3}$);

n_m - коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Чувствительность токовой отсечки проверяется при двухфазном КЗ на выводах высшего напряжения защищаемого трансформатора. Минимальный коэффициент чувствительности можно определить по выражению:

$$k_q \geq k'_q \cdot \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{с.з}} = 1 \cdot \frac{17810}{601,4} = 29,6; \quad (58)$$

где $I_{к.мин}^{(2)}$ - ток трехфазного КЗ в минимальном режиме работы питающей системы при КЗ в конце защищаемого участка;

k'_q - коэффициент, учитывающий расчетный вид и место КЗ, схему соединений трансформаторов тока и реле.

Выбор максимальной токовой защиты

Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{с.з.} = \frac{K_n \cdot K_{сам}}{K_B} \cdot I_{раб.макс} = \frac{1,25 \cdot 2}{0,8} \cdot 192,45 = 601,4 \text{ А}; \quad (59)$$

где $I_{раб.макс}$ - первичный номинальный ток;

K_n - коэффициент надежности, принимается из диапазона (1.2 - 1.3);

$K_{сам}$ - коэффициент само запуска, принимается из диапазона (1.5 - 2);

K_B - коэффициент возврата принимается из диапазона (0.8 - 0.85);

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\psi} = \frac{I_{K3}^{(2)} \cdot 0.87}{I_{с.з.}} = \frac{12590 \cdot 0.87}{601,4} = 18,2 \geq 1.5; \quad (60)$$

Время срабатывания защиты:

$$t_{с.з.МТЗ} = t_{np \max} + \Delta t = 0.7 + 0.5 = 1.2 \text{ с}; \quad (61)$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = K_{сх} \cdot \frac{I_{с.з.}}{n_{TA}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 601,4}{40} = 26,04 \text{ А}. \quad (62)$$

10.3 Телемеханика и сигнализация

Средства телемеханики являются неотъемлемой частью диспетчерского управления энергетическими системами и обеспечивают возможность осуществления непрерывного контроля над работой энергосистем и оперативного руководства выработкой и распределением электрической энергией.

Средства телемеханики (телеуправление, телесигнализация, телеизмерение и телерегулирование) применяются для диспетчерского управления территориально рассредоточенными электроустановками, связанными общим режимом работы, и их контроля. Благодаря применению средств телемеханики повышается эффективность диспетчерского управления.

В первую очередь средства телемеханизации используются для сбора информации о режимах работы, состоянии основного коммутационного оборудования, изменений при возникновении аварийных режимов или состояний, а также для контроля за выполнением распоряжений по

производству переключений (плановых, ремонтных, оперативных) или ведению режимов эксплуатационным персоналом.

Телесигнализация предусматривается для отображения на диспетчерских пунктах положения и состояния основного коммутационного оборудования.

Телеизмерения должны обеспечивать передачу основных электрических и технологических параметров.

Оперативное управление в электрических сетях осуществляется оперативно-диспетчерской службой.

Для сельскохозяйственных сетей средства телеуправления не оправдывают себя по ресурсозатратности на монтаж и эксплуатацию. Предусмотрим телесигнализацию в необходимом объеме.

Одним из наиболее простых устройств телесигнализации об отключении секционирующих выключателей линий 6—10 кВ является устройство типа СВС. Оно действует по принципу фиксации на питающей подстанции бросков токов КЗ за секционирующими выключателями и расшифровки информации, которую несут бестоковые паузы циклов АПВ секционирующих выключателей при КЗ за ними. При этом в сети на секционирующих выключателях не нужно устанавливать никакой дополнительной аппаратуры. Устройство выполняется с использованием серийно выпускаемых реле и при необходимости его можно собирать из отдельных элементов непосредственно на подстанциях. Устройство сигнализирует об аварийном отключении одного-двух секционирующих выключателей на каждой из отходящих линий 6—10 кВ от секции шин подстанции, что вполне достаточно для распределительных сетей сельскохозяйственного назначения.

Устройство ТСК-10 предназначено для передачи информации о состоянии объектов распределительных сетей 10 кВ и приема ее на подстанциях 110/10 кВ. Устройство состоит из диспетчерского и контролируемых полукомплектов [34].

Контролируемые полукомплекты (КП) устройства устанавливаются в шкафах КРУ и КРУН непосредственно на объектах телесигнализации и

подключаются к понижающим трансформаторам 10/0,38—0,22 кВ, имеющимся на этих объектах.

Диспетчерский полукомплект (ДП) устанавливается на питающей подстанции 110/10 кВ. Входные цепи ДП присоединяются ко вторичным цепям трансформаторов тока линий, на которых установлены КП, а цепи питания — к трансформатору собственных нужд.

При изменении состояния объекта телесигнализации запускается КП, который через определенную выдержку времени начинает вырабатывать серии импульсов несущей частоты со строго фиксированной длительностью импульса и паузы между ними. Время передачи информации определяется регламентатором. На ДП при поступлении сигналов несущей частоты на выходе фильтра-усилителя появляются серии сигналов, которые детектируются и расшифровываются в логической части применяемого устройства. В системе ТСК-10 предусмотрен контроль канала связи. В отличие от аналогичных образцов устройство используется в качестве канала связи линии электропередачи без высокочастотной обработки; в качестве несущих частот используются частоты тонального диапазона.

Устройство телесигнализации типа УТС-10 предназначено для передачи сообщений телесигнализации о состоянии энергетического оборудования при телемеханизации диспетчерского контроля, а также для применения в автоматизированной системе диспетчерского управления.

Устройство УТС-10 работает по симплексному частотному каналу или по физической двухпроводной линии. Для организации такого канала в устройстве имеются блоки частотного управления и полосовые фильтры, работающие в надтональном диапазоне. При использовании симплексного частотного канала обеспечивается сохранение телефонного канала по той же паре проводов, по которой работает устройство.

Появление дефицита активной мощности в энергосистеме вызывает понижение частоты. Наличие большого дефицита чревато опасностью лавинообразного снижения частоты, результатом которого является «развал»

системы, т. е. авария, вызванная прекращением питания всех потребителей. Поэтому баланс генерируемой и потребляемой активных мощностей в энергосистеме при отсутствии необходимых резервов может быть восстановлен за счет отключения менее ответственных потребителей. Эта задача решается с помощью устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР), устанавливаемых на подстанциях. Отключенные устройствами АЧР потребители после ликвидации дефицита мощности и восстановления нормального значения частоты в энергосистеме автоматически включаются в работу устройствами частотного АПВ (ЧАПВ).

Схема быстродействующей АЧР на подстанции, выполнена на 2 частотных реле с одинаковыми уставками, подключенных к разным системам шин во избежание ложного срабатывания при отключении питающих линий в цикле АПВ или АВР. В комплектах АЧР, имеющих ЧАПВ после работы АЧР и подъема частоты выше уставок ЧАПВ происходит автоматическое включение присоединений, заведенных под ЧАПВ и автоматический возврат схемы АЧР в исходное положение, если после работы АЧР частота длительно ниже уставки ЧАПВ, то схему АЧР можно деблокировать вручную в соответствии с местной инструкцией. Необходимость деблокирования определяет диспетчер ДЭС. Защитное АЧР и Спец. АЧР, выполненные на одном реле частоты, могут излишне сработать при снижении частоты в системе соответственно до 49.3 Гц и 49.4 Гц в следующих случаях:

- от погрешностей (температурных, связанных с повышенным составом гармоник, при глубоком снижении напряжения – например, при котором замыкании в сети длительностью 0.5 с и более);

- при синхронных качаниях в системе с периодом синхронных качаний более 0.5 с.

Все устройства АЧР – ЧАПВ находятся в ведении диспетчера ДЭС, в том числе и АЧР на потребительских подстанциях.

Вывод АЧР производится:

- полностью при появлении неисправности с последующим уведомлением диспетчера ДЭС;

- полностью для проверки релейным персоналом по заявке в ДЭС; при этом вывод АЧР – ЧАПВ осуществляется в соответствии с местной инструкцией снятием всех накладок в цепях отключения присоединений, запрета АПВ и АВР и включения присоединений от ЧАПВ. Быстродействующая АЧР – 1, имеющая низкие уставки по частоте может неправильно сработать на остаточном напряжении в условиях обесточения подстанции.

Устройство АВР подключает секцию шин подстанции, потерявшую питание в результате отключения питающей линии или трансформатора к резервному источнику питания, т. е. к соседней секции шин не потерявшей питание. Устройство АВР однократно действует на включение секционного выключателя, который в нормальном режиме работы системы находится в отключенном состоянии. Питание потребителей при этом восстанавливается.

К устройствам АВР предъявляют следующие требования:

1. Срабатывание при исчезновении питания от рабочего источника по любым причинам;
2. Однократность действия;
3. Включение резервного источника только после отключения рабочего и только при наличии напряжения на резервном источнике.

Автоматический ввод резерва в сетях 10 кВ используется для повышения надежности схемы. Выберем автоматический ввод резерва на ПС «Буря».

Напряжение срабатывания реле минимального напряжения выбирается:

$$U_{c.p.1} = 0.3 \cdot U_{ном} = 3 \text{ кВ}; \quad (63)$$

Выдержка времени пускового органа должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, повреждение в зоне действия которых может привести к пуску АВР.

Выдержка времени автоматического ввода резерва находится по формуле:

$$t_{ABP} \approx t_{\text{Л}} + (0,5 - 0,7) = 1,0 + 0,5 = 1,5 \text{ с.} \quad (64)$$

где $t_{\text{Л}}$ – выдержка времени релейной защиты на головном участке линии 10 кВ.

Автоматизацию учета следует осуществлять созданием системы учета состояний из технических средств, имеющих метрологическую, информационную, электрическую и конструктивную совместимость. Такой системой в наше время является автоматизированная информационно – измерительная система коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ. По мере увеличения объема информации и возникновения новых объектов и задач энергосбережению система должна с минимальными затратами расширять свои функциональные возможности. Этого можно добиться благодаря модульному принципу построения.

Основной целью учета электроэнергии в энергосистемах является контроль объемов ее производства и потребления, а также получение достоверной информации для решения следующих технико-экономических задач:

- финансовые расчеты за электроэнергию на межгосударственном уровне, между энергоснабжающими предприятиями и потребителями, а также между энергосистемами республики;
- контроль соблюдения лимитов и договорных величин мощности и электропотребления;
- определение и планирование выработки и потерь электроэнергии на всех классах напряжения;
- определение и планирование удельных расходов топлива на электростанциях;
- определение себестоимости выработки, передачи и распределения элек-

троэнергии.

Система учета должна обеспечивать определение количества электроэнергии:

- выработанной генераторами электростанций;
- потребленной на производственные нужды (раздельно) электростанций и подстанций;
- потребленной на производственные нужды энергосистемы;
- отпущенной потребителям по линиям, отходящим от шин электростанций непосредственно к потребителю;
- переданной в другие энергосистемы или полученной от них;
- отпущенной потребителю из электрической сети;
- поступившей в электрические сети различных классов напряжения;
- переданной по транзитным линиям (отдельно в каждом напряжении);
- переданной на экспорт и полученной по импорту.

11. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Данный раздел выпускной квалификационной работы посвящен вопросам безопасности и экологичности на проектируемом объекте ПС 110 кВ Рабочая в Амурской области недалеко от г. Благовещенска и соответственно реки Зея. В данном разделе рассмотрим вопросы безопасности и влияния подстанции 110 кВ Рабочая на экологию и основные правила и порядок действий при чрезвычайных ситуациях. В качестве детальной проработки возьмем вопросы безопасного допуска персонала на работы в электроустановках, требования к заземлению подстанции, виды заземления подстанции, расчет маслоприемника силового трансформатора на территории подстанции Рабочая, мероприятия по обеспечению безопасности в случае чрезвычайного происшествия, а именно пожара на подстанции.

11.1. Безопасность

Электрическое оборудование подстанции 110 кВ Рабочая сложно по конструкции, оснащено различными вспомогательными механизмами, устройствами релейной защиты и автоматики, телемеханики, являющимися источниками повышенной опасности для персонала. Поэтому его обслуживание может быть доверено только высококвалифицированному, хорошо обученному, в совершенстве владеющему знаниями и навыками персоналу.

Кроме этого здоровье и безопасные условия труда персонала, эксплуатирующего электрооборудование, а также вопросы охраны окружающей среды могут быть обеспечены путем выполнения научно-обоснованных правил и норм как при проектировании и монтаже, так и при эксплуатации электроустановок.

В настоящем разделе рассмотрим вопросы техники безопасности при производстве пусконаладочных работ на подстанции 110 кВ Рабочая.

Пусконаладочные работы в электроустановках разрешается производить

лицам не моложе 18 лет, которые прошли [10]:

- соответствующее медицинское освидетельствование;
- вводный инструктаж;
- обучение безопасным методам труда;
- проверку знаний с получением соответствующей группы по электробезопасности;
- первичный инструктаж;
- стажировку в течение первых 3-10 смен под наблюдением опытного специалиста. Эти лица должны получить допуск к самостоятельной работе.

Перед допуском к работам на ПС 110 кВ Рабочая в электроустановках персонал электромонтажной (наладочной) организации должен пройти инструктаж по технике безопасности и схемам присоединений. Электромонтажному и наладочному персоналу запрещается проводить работы, относящиеся к эксплуатации электроустановок.

Административно-технический персонал, бригадиры и члены бригады должны обеспечивать высокую трудовую дисциплину в бригаде (звене), соблюдать требования правил внутреннего распорядка, правил техники безопасности и выполнять указания, полученные при инструктажах.

Работы в электроустановках должен выполнять персонал, обученный и допущенный к самостоятельной проверке и наладке соответствующих устройств.

При работе в шкафах КРУ, панелях 0,4 кВ и в цепях управления подстанцией должны быть приняты меры против ошибочного отключения оборудования; работы должны выполняться только изолированным инструментом.

Выполнение этих работ без исполнительных схем, нарядов-допусков с заданными объемами и последовательностью работ запрещается.

Для обеспечения безопасности работ, проводимых в цепях измерительных приборов, устройствах РЗ и А, телемеханики, все вторичные

обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения, фильтров-присоединения ВЧ-каналов должны иметь постоянное заземление [6].

При строительстве и производстве земляных работ при строительстве подстанции 110/10 кВ Рабочая должны соблюдаться требования строительных норм и правил по технике безопасности в строительстве [10]. Механизмы, предназначенные для выполнения строительных и грузоподъемных работ при строительстве подстанции 110 кВ Рабочая, должны обладать достаточной грузоподъемностью, обеспечивающей безопасное выполнение работ. Безопасность при перемещении грузов и производстве строительного-монтажных работ самоходными кранами обеспечивают лица, ответственные за эти работы.

При производстве работ на ПС 110 кВ Рабочая категорически запрещается [10]:

- а) допускать к работе на кранах и строительных механизмах работников, не имеющих документов для работы на этих механизмах;
- б) работать на строительных механизмах и кранах, имеющих неисправности;
- в) пользоваться неисправными стропами и грузозахватными средствами, не имеющими бирок с указанием срока проверки;
- г) поднимать груз, находящийся в стороне от свободно висящего крюка, а также превышающий грузоподъемность механизма;
- д) выполнять работы под линиями электропередачи;
- е) выполнять работы вблизи установок, находящихся под высоким напряжением, без оформления наряда-допуска.

Обеспечение безопасности при выполнении электромонтажных и сварочных работ.

При работе на настилах и подмостях весь инструмент необходимо содержать в ящике и не оставлять на настиле во избежание падения его вниз на проходящих людей. Работать под настилом запрещается.

На высоте выше 2 метров работы должны выполняться с применением стремянок и лестниц, а при высоте более 4 метров - только с лесов, подмостей или со специальных механизмов [10].

Приступая к сварным работам, необходимо проверить исправность аппаратуры, изоляции сварных проводов и электродержателя, надежность всех контактных соединений. Выполнять сварку под открытым небом во время дождя и грозы запрещается [11]. Основным мероприятием по защите от поражения электрическим током во время работы с электроинструментом является защитное заземление.

В конструкции подстанции предусмотрены следующие технические, мероприятия, обеспечивающие возможность безопасного обслуживания:

а) все находящееся под высоким напряжением оборудование установлено на высоте 2,5 м от нулевой отметки до основания изоляторов;

б) токоведущие части, и участки сети ОРУ, конструктивно необорудованные аппаратными ножами заземления, при выполнении работ закорачиваются и заземляются переносными закоротками, входящими в комплект заводской поставки [10];

в) для ограждения тех токоведущих частей блоков 35 кВ, которые могут оказаться под напряжением, предусмотрены инвентарные ограждение с приспособлением для их запираания.

г) в конструкции подстанции предусмотрена электромеханическая блокировка, предупреждающие ошибочные оперативные действия с коммутационными аппаратами;

д) электрическое питание к осветительным установкам и к розеткам местного освещения подается дистанционно из ячейки КРУ 10 кВ собственного расхода [10];

е) для питания ламп переносного местного освещения в шкафах, смонтированных на блоках ОРУ, установлены розетки на 12 В [11];

ж) все металлоконструкции трансформаторов, шкафов и оснований аппаратов, приводов и блоков, труб, электропроводки и кабельных трасс,

нормально не находящиеся под напряжением, при монтаже должны быть надежно заземлены к контуру заземления;

з) осветительные установки позволяют выполнять работы по замене ламп без снятия напряжения на подстанции;

и) хранение средств по технике безопасности и инструмента на подстанции предусмотрено в ОПУ или в помещении для ремонтного персонала.

При эксплуатации ПС 110 кВ Рабочая руководители эксплуатирующей организации предприятий обязаны обеспечить своевременное и качественное проведение инструктажа по технике безопасности и производственной санитарии для вновь поступивших и всех работающих независимо от стажа, опыта их работы и квалификации на основе правил и инструкций по охране труда с учетом конкретных условий производства [10].

Общее руководство и ответственность за проведение инструктажа (обучения) с работающим персоналом по технике безопасности возлагается на главного инженера эксплуатирующей организации.

Ответственность за своевременное и качественное проведение инструктажа и обучение работающих безопасным приемам и методам работы возлагается на начальника подстанции. Контроль за этим осуществляет начальник отдела или инженер по технике безопасности предприятия.

Инструктаж по технике безопасности должен проводиться двух видов: вводный инструктаж и инструктаж на рабочем месте, который, в свою очередь, делится на первичный, повторный инструктаж и внеочередной (внеплановый) инструктаж [10].

Средства индивидуальной защиты.

Существуют такие виды работ или условия труда, при которых рабочий персонал может получить травму или иное воздействие, опасное для здоровья. Еще более опасные условия для людей могут возникнуть при авариях и ликвидации их последствий. В этих случаях для защиты человека необходимо применять средства индивидуальной защиты (СИЗ). Их использование должно обеспечивать максимальную безопасность, а неудобства, связанные с их

применением, должны быть сведены к минимуму. Это достигается соблюдением инструкций по их применению.

При выполнении ряда производственных операций необходимо носить спецодежду (костюмы, комбинезоны и др.), сшитую из специальных материалов для обеспечения безопасности от воздействий различных веществ и материалов, с которыми приходится работать, теплового и других излучений. Требования, предъявляемые к спецодежде, заключаются в обеспечении наибольшего комфорта для человека, а также желаемой безопасности.

Во избежание травм стоп и пальцев ног необходимо носить защитную обувь (сапоги или ботинки). Некоторые типы спец. обуви снабжены усиленной подошвой, предохраняющей стопу от острых предметов (таких, как острый гвоздь).

Для защиты рук необходимо использовать специальные рукавицы или перчатки. Защита рук от вибраций достигается применением рукавиц из упругодемпфирующего материала.

При использовании пластиковых или резиновых перчаток в течении продолжительного времени внутрь нужно вкладывать хлопчатобумажные перчатки: они сохраняют кожу в сухом состоянии и уменьшают риск повреждений кожи. Перед надеванием перчаток или рукавиц руки необходимо вымыть, чтобы перчатки не загрязнялись изнутри вредными веществами и при многократном применении не способствовали контакту с теми веществами, от которых они предназначены предохранять [10].

Средства защиты кожи необходимы при контакте с веществами и материалами, вредными для кожи; механических воздействиях, в результате которых появляются царапины и раны, а кожа становится более восприимчивой к воздействию вредных веществ. Риск такого рода воздействия можно снизить в тех случаях, когда кожа является здоровой, не травмированной и обладает способностью к сопротивлению; когда при выполнении трудовых операций происходит наименьший контакт с вредными веществами; когда есть

возможность заменить вредные вещества и материалы менее вредными; когда снижается частота и продолжительность контактов с вредными веществами.

Средства защиты головы предназначены для предохранения головы от падающих и острых предметов, а также для смягчения ударов. Выбор шлемов и касок зависит от вида выполняемых работ. Очень важно подобрать каску соответственно характеру выполняемой работы, а также по размеру, чтобы она прочно держалась на голове и обеспечивала достаточное расстояние между внутренней оболочкой каски и головой.

Для предохранения от вредных механических, химических и лучевых воздействий необходимы средства защиты глаз и лица. Эти средства применяют при выполнении следующих работ: шлифовании, распылении, опрыскивании, сварке, – а также при использовании едких жидкостей, вредном тепловом воздействии и др. Эти средства выполняют в виде очков или щитков. В некоторых ситуациях средства защиты глаз применяют вместе со средствами защиты органов дыхания, например, специальные головные уборы.

Средства защиты органов слуха используют при обслуживании энергоустановок и т.п. Существуют различные типы средств защиты органов слуха: беруши и наушники. Правильное и постоянное применение средств защиты слуха снижает шумовую нагрузку для берушей на 10–20, для наушников на 20–30 дБ.

Средства защиты органов дыхания предназначены для того, чтобы предохранить от вдыхания и попадания в организм человека вредных веществ (пыли, пара, газа) при проведении различных технологических процессов. Существует два типа средств защиты органов дыхания: фильтрующие и изолирующие. Фильтрующие подают в зону дыхания очищенный от примесей воздух рабочей зоны, изолирующие воздух из специальных емкостей или из чистого пространства, расположенного вне рабочей зоны.

Требования к заземлению на ПС 110 кВ Рабочая [5].

Для заземления электроустановок ПС 110 кВ Рабочая используются искусственные и естественные заземлители. Использование естественных

заземлителей (фундаментов порталов и тп.) в качестве элементов заземляющих устройств не должно приводить к их повреждению при протекании по ним токов короткого замыкания или к нарушению работы устройств, с которыми они связаны [5].

Для заземления в электроустановках подстанции ПС 110 кВ Рабочая для разных назначений и напряжений, территориально сближенных, применяется одно общее заземляющее устройство.

Заземляющее устройство, используемое для заземления электроустановки подстанции ПС 110 кВ Рабочая одного или разных назначений и напряжений, должно удовлетворять всем требованиям, предъявляемым к заземлению ПС 110 кВ Рабочая:

– защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции электрооборудования подстанции, условиям режимов работы сетей, защиты электрооборудования от перенапряжения и т.д. в течение всего периода эксплуатации.

При определении сопротивления заземляющих устройств после монтажа должны быть учтены искусственные и естественные заземлители [5]. При определении удельного сопротивления земли при выполнении реконструкции ПС 110 кВ Рабочая в качестве расчетного следует принимать его сезонное значение, соответствующее наиболее неблагоприятным условиям. Заземляющие устройства должны быть механически прочными, термически и динамически стойкими к токам замыкания на землю.

В электроустановках подстанции 110 кВ Рабочая с изолированной нейтралью для защиты от поражения электрическим током должно быть выполнено защитное заземление открытых проводящих частей.

11.2 Экологичность

Подстанция 110 кВ Рабочая имеет простую схему и на ней используется достаточно экологичное оборудование, вследствие чего в процессе эксплуатации она не имеет большого количества вредных выбросов в атмосферу. Однако при этом существуют риски появления вредных

факторов влияющих на экологию планеты.

Одним из факторов, влияющих на экологичность является риск растекания трансформаторного масла, которое используется в силовых трансформаторах 110 кВ как изоляционная среда.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) проектом, согласно Правилам устройства электроустановок 7-е издание [6], предусматривается сооружение под трансформаторами маслоприемников.

Емкость маслоприемника рассчитывается на прием полного объема масла единичного трансформатора, а также 80% расхода воды от гидрантов при пожаротушении.

Согласно [6, п 4.2.69] для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники.

На ОРУ 110 кВ подстанции Рабочая стоит один трансформатор типа ТДН-2500/110/10.

Габариты трансформатора:

длина $A=4,2$ м;

ширина $B=2,6$ м;

высота $H=4,1$ м.

Масса трансформаторного масла в трансформаторе $m = 6,65$ тн.

Плотность масла $\rho = 0,85$ т/м³[27].

В соответствии с ПУЭ п. 4.2.69 [6], а также п.5.3 «Охрана окружающей среды» [17] для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице и меньше 20 тонн должны быть выполнены маслоприемники без отвода масла.

Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной

конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Зная массу масла и его плотность, можно определить 100% объем масла.

$$V_{\text{TM}} = \frac{m}{\rho} = \frac{6,65}{0,85} = 7,82 \text{ м}^3 \quad (65)$$

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин.

Длина и глубина маслоприемника определяется из учета информации по размерам трансформатора и требований ПУЭ в части выступа габаритов маслоприемника за габариты трансформатора на величину не менее 1 метр при массе масла от 2 до 10 тн, соответственно размеры маслоприёмника составляют:

$$A_{\text{мп}} = A_{\text{т}} + 2\Delta = 4,2 + 2 \cdot 1 = 6,2 \text{ м}$$

$$B_{\text{мп}} = B_{\text{т}} + 2\Delta = 2,6 + 2 \cdot 1 = 4,6 \text{ м}$$

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике. Рисунок 13 наглядно показывает основные размеры маслоприемника.

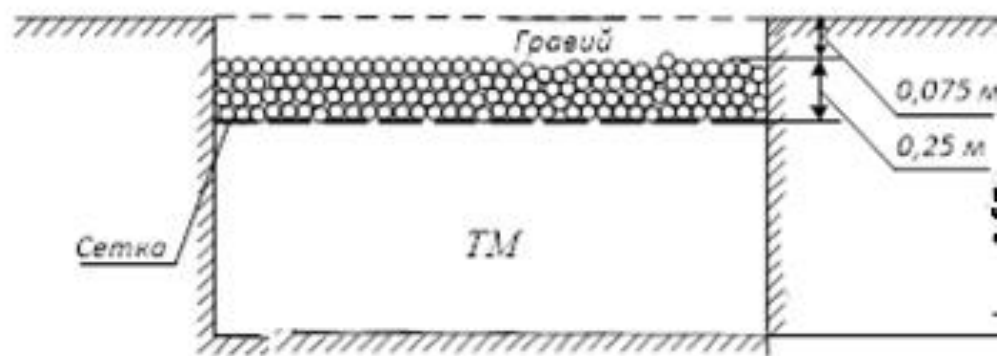


Рисунок 13 - Конструкция маслоприемника

Площадь маслоприемника:

$$S_{мп} = A_{мп} * B_{мп} = 6,2 * 4,6 = 28,52 \text{ м}^2;$$

Объем маслоприемника без отвода масла рассчитываем по формуле;

$$V_{мп} = V_{ТМ} + 0,8 V_{вода} \quad (66)$$

$$V_{вода} = 0,8 * I * t * (S_{мп} + S_{бпт})$$

где I – интенсивность пожаротушения, л (см²) ($I = 0,2$ л).

t – Нормативное время тушения, мин, равное 30 мин;

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{бпт} = 2H_{т}(A_{т} + B_{т}) = 2 * 4,1 * (4,2 + 2,6) = 55,76$$

Глубина маслоприемника:

$$H_{мп} = H_{уровня} + h_{ср} + h_{г}$$

где $H_{уровня}$ – высота уровня полного объема масла;

h_r – толщина щебня;

$h_{пл}$ – расстояние от уровня окружающей планировки до щебня.

$$V_{вода} = 0,8 * 0,2 * 1800 * (28,52 + 55,76) = 24,27 \text{ м}^3$$

$$H_{МП} = V_{мм} / S_{мп} + V_{воды} / S_{мп} + h_{zp} + h_6 \quad (67)$$

$$H_{МП} = 7,82 / 28,52 + 24,27 / 28,52 + 0,25 + 0,5 = 1,88 \text{ м}$$

Также на ПС 110 кВ Рабочая используются элегазовые выключатели, которые влияют на атмосферу. Вещества, загрязняющие атмосферу, образующиеся в результате деятельности человека (к их числу относятся и элегаз), делятся на две категории по их воздействию:

- истощение стратосферного озона (дыры в озоновом слое);
- глобальное потепление (парниковый эффект).

Галогеносодержащие газы, попадая в атмосферу земли, под воздействием ультрафиолетового излучения разлагаются, и освободившиеся атомы галогенов вступают в реакцию с озоном, разрушая при этом озоновый слой земли. При попадании элегаза в атмосферу благодаря особенностям спектра ультрафиолетового поглощения молекулы SF₆ практически не происходит ее разрушения в верхних слоях атмосферы, а образовавшееся незначительное количество атомов фтора вступают в реакцию не с озоном, а с молекулами воды с образованием HF.

Источником загрязнения атмосферы являются так же продукты горения трансформаторного масла, которым заполнено маслонеполненное оборудование (силовые трансформаторы, ТН, ТТ. реакторы), образующиеся в результате его возгорания в аварийных ситуациях.

Этим маслом является минеральное масло, которое содержит полихлорбифенил.

Полихлорбифенил - это не что иное, как хлорированный углеводород, относящийся к ядовитым синтетическим органическим соединениям. При высоких температурах, из масла происходит выделение хлора, который оказывает вредное воздействие на все живые организмы.

При вдыхании человеком происходит сильное отравление, парализующее дыхание.

11.3 Чрезвычайные ситуации

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться "Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций".

Порядок тушения пожара на энергообъекте:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных

подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

С целью ограничения пожара в случае загорания масла под трансформатором оборудуется специальная маслоприемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливают через гравий в яму.

Пуск средств пожаротушения осуществляется при срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит автотрансформатора, реагирующих на внутренние повреждения (газовой или дифференциальной).

Автоматический пуск должен дублироваться дистанционным пуском со щита управления и ручным пуском у места установки в безопасном от пожара месте.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов - отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные-бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

Помещение аккумуляторной ОПУ относится к взрывоопасным класса В-1а в период формовки батарей и заряда их после ремонта.

Для обеспечения взрывобезопасности в помещении аккумуляторной предусматривается принудительная вентиляция с резервом оборудования, а также установка электродвигателей вентиляторов и светильников во взрывобезопасном исполнении.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выпускной квалификационной работы мы получили готовый проект подстанции 110/10 кВ Рабочая, соответствующий современным требованиям в области проектирования, надежности безопасности и экологичности. Данных результатов получилось добиться за счет применения при проектировании современных методик расчетов, использованием оборудования, обладающего повышенными характеристиками по безопасности и надежности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Агафонов, Г.Е. Электрические аппараты высокого напряжения с элегазовой изоляцией / Г.Е. Агафонов, И.В. Бабкин, Б.Е. Берлин. – СПб.: «Энергоатомиздат», 2002. – 727 с.
- 2 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов / П.П. Кукин, В. Л. Лапин, Н .Л. Пономарев [и др.]. – 4-е изд., перераб. – М.: Высш. шк., 2007. – 335 с.
3. Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс]: пособие /А.Б. Булгаков; АмГУ ИФФ. – Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. 90 с.
- 4 ГОСТ Р 54149-2010 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения
- 5 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Текст] (СО 153 - 34.12.122 - 2003). – СПб.: ДЕАН, 2005. – 64с.
- 6 Карякин, Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок. Справочник./ Р. Н. Карякин. – 2-е изд., доп. – М. : Энергосервис, 2006. – 523 с.
- 7 Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2009. – 853 с.
- 8 Правила противопожарного режима в Российской Федерации (утв. постановлением Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. N 390)
- 9 Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие / И.П. Крючков [и др.]. – М. : Академия, 2008 . – 416 с.
- 10 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станции и подстанций / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова – 4-е изд., доп. – М. : Академия, 2005 . – 443 с .

11 Руководящий документ «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок». ПОТР М – 016-2001, РД-153-34.0-03.150-00. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС». – 2001.

12 Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД-153.-34.0-03.301-00. – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2000.-116 с.

13 Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2021 - 2026 годы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/20706>. – 21.04.2022.

14 Тарасов, А. И. Современное электротехническое элегазовое оборудование: Учебно-методическое пособие / А. И. Тарасов , Д. Е. Румянцев – М. : ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПКгосслужбы, 2002. – 144 с.

15 Техника высоких напряжений. / М.И. Богатенков, Ю.Н. Бочаров, Н.И. Гумерова [и др.]. – СПб. : Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отделение, 2003. – 608 с.

16 Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М. : НТФ «Энергосетьпроект», 2007. – 44 с.

17 Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / ОАО «Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт по проектированию энергетических систем и электрических сетей «Энергосетьпроект» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293810/4293810933.htm> . – 25.04.2022.

18 Шабад, М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей [Текст] / М.А. Шабад – Санкт-Петербург : ПЭИПК Минэнерго, 2003. – 349 с.

19 Электротехнический справочник: В 4т. Т.3. Производство, передача и распределение электротехнической энергии / Под ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др.(гл. ред. А.И. Попов). – 9-е изд., стер. – М.:МЭИ, 2004. – 964 с.

20 Электротехнический справочник: В 4т. Т.2. Электротехнические

изделия и устройств / Под общ.ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др.(гл.ред. И.Н.Орлов) – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 518 с.

21 ГОСТ Р 54149-2010. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2012. – 20 с.

22 Государственный стандарт СССР «Шум трансформаторы масляные силовые» ГОСТ 12.2.024—87. от 01.01.89.

23 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.

24 Гук Ю.Б. Теория и расчет надежности систем электроснабжения / Ю.Б. Гук, Н.А. Казак, А.В. Мясников; под ред. Р.Я. Федосенко. – М.: «Энергия», 1999. – 176 с.

25 Дмитриев М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ / М.В. Дмитриев. – СПб.: 2007. – 57 с.

26 Кабышев А.В. Электроснабжение объектов. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках до 1000 В: учебное пособие / А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во томского политехнического университета, 2009. – 168 с.

27 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании СТО 56947007-29.240.037-2010, 2010. - 37 с.