

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.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция подстанции Поярково напряжением 110/35/10
в Амурской области в связи с переводом на новое оборудование.

Исполнитель

студент группы 742-об1

подпись, дата

В.А. Мудрак

Руководитель

Профессор, канд.техн.наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по
безопасности и
экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ассистент

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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
« ____ » _____ 2021 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Мудрак Виктора Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы Реконструкция подстанции Поярково напряжением 110/35/10 кВ в Амурской области в связи с переводом на новое оборудование.

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 24.06.2021

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, схема электроснабжения Михайловского района, нормативно-справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ,

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Обоснование необходимости реконструкции. 2. Климатическая характеристика и территориальная особенность размещения. 3. Выбор силовых трансформаторов. 4. Расчет токов короткого замыкания. 5. Выбор электрического оборудования. 6. Молниезащита и заземление. 7. Защита трансформатора на базе Сириус-ТЗ. 8. Расчет капиталовложений в реконструкцию ПС. 9. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 1. Принципиальная однолинейная схема подстанции Поярково. 2. Схема внешнего электроснабжения подстанции Поярково. 3. Разрез ОРУ 110 кВ подстанции Поярково. 4. Заземление подстанции Поярково, разрез ЗРУ. 5. Молниезащита подстанции Поярково. 6. Релейная защита.

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

7. Дата выдачи

задания 23.03.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович,
профессор, кандидат. тех. наук.

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

Задание принял к исполнению (дата): 23.03.2021

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 110 с., 7 рисунков, 35 таблиц, 30 источников.

ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, НАДЁЖНОСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, СРОК ОКУПАЕМОСТИ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе произведена реконструкция подстанции Поярково, выбрано и проверено современное оборудование.

В ходе исполнения выпускной квалификационной работы произведены расчет токов короткого замыкания для выбора высоковольтного оборудования. Произведен выбор силового трансформатора и проверка его по коэффициентам загрузки в разных режимах работы. Выбраны устройства для осуществления коммутационных действий, измерительные трансформаторы тока и напряжения для осуществления релейной защиты и подключения измерительных приборов. Также был произведен расчет релейной защиты на базе микропроцессорного терминала Сириус ТЗ.

После выбора схемы реконструкции и проверки электрооборудования выполнен расчет капиталовложений и ежегодных затрат, а также определение затрат на потери в трансформаторе. Заключительным разделом выпускной работы является раздел БЖД, в котором были произведены расчеты объёма масла приёмника для новых трансформаторов.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Обоснование необходимости реконструкции	9
2 Климатическая характеристика и территориальная особенность района размещения	14
3 Выбор силовых трансформаторов	16
4 Расчет токов короткого замыкания	18
4.1 Расчет параметров схемы замещения	18
4.2 Расчет токов короткого замыкания	21
5 Выбор электрического оборудования	29
5.1 Выбор выключателей	29
5.2 Выбор разъединителей	35
5.4 Выбор трансформаторов перенапряжения	44
5.5 Выбор трансформаторов собственных нужд.	47
5.5 Выбор гибких шин	48
5.6 Выбор жестких шин	49
5.7 Выбор ограничителей перенапряжения	50
5.8 Выбор высокочастотных заградителей.	58
6 Молниезащита и заземление	60
6.1 Заземление подстанции	60
6.2 Молниезащита подстанции	67
7 Защита трансформатора на базе «Сириус-ТЗ»	73
7.1 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора	73

7.2 Расчет уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ–1)	76
7.3 Расчет уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ–2)	77
7.4 Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3)	78
7.5 Максимальная токовая защита	79
7.6 Газовая защита	83
7.7 Защита от перегрузки	84
7.8 Устройства автоматического включения резерва	85
8 Расчет капиталовложений в реконструкцию ПС	86
8.1 Расчет капитальных вложений	86
8.3 Расчет эксплуатационных издержек	87
8.4 Определение себестоимости	89
9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ	93
9.1 Безопасность проекта	93
9.2 Экологичность	100
9.2.1 Влияние ПС на атмосферу и почву	101
9.2.2 Элегаз и его воздействие на окружающую среду	102
9.2.3 Расчет маслоприемника	103
Библиографический список	108

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- КЗ – короткое замыкание;
- ЛЭП – линия электропередач;
- НН – низшее напряжение;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РЗиА – релейная защита и автоматика;
- РУ – распределительное устройство;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

В обстоятельствах непрерывного роста нужд в электроэнергии, следует решать поставленный вопрос. В Российской Федерации определены главные задачи по выработке свободных мощностей, постройке современных подстанции и прокладке линий электропередачи высокого напряжения между разными региона, для предотвращения нехватки мощности в субъекте и передачи ее в другой регион для безостановочного процесса выработки электроэнергии на станциях.

Главный показатель правильной работы электроэнергетических предприятий — это обеспечение бесперебойного электроснабжения. Что организация может обеспечить только при соблюдении правильной эксплуатации и своевременного ремонта электрооборудования.

Большая часть потребителей электроэнергии состоит из сфер промышленного хозяйства, таких как: транспорт, коммунальное хозяйство и разного рода технологические заводы. Электроснабжение которых не должно прекращаться совсем. Остальную часть потребителей занимает население.

Обширный опыт развития электроэнергетики показал, что для достижения высокой степени надежности необходимо создание мощных взаимосвязанных электроэнергетических систем.

В настоящее время большинство сетей в Российской Федерации исчерпали свой срок эксплуатации и требуют немедленного вмешательства для реконструкции, установки нового современного оборудования.

В данной работе рассматривается реконструкция одной из подстанций, которая была введена в эксплуатацию достаточно давно и полностью отработав свой эксплуатационный срок. За этот период времени повысились требования к надежности электроснабжения, было разработано много нового оборудования с улучшенными качествами, а такая отрасль, как релейная защита успела, даже прибегнуть к нескольким этапам развития и сменила поколение от электромеханических реле до микропроцессорных терминалов с

высокими показателями надежности и быстродействия.

Для выполнения всех требований необходимо провести реконструкцию подстанции, заменить морально и физически устаревшее оборудование. При замене оборудования на новое, которое включает в себя новые элементы, как механические, так и химические, мы проводим оценки безопасности и экологичности.

В данной работе использовалось программное обеспечение Microsoft Word Office, MatchCad 15, Visio 2016.

1 ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ

ПС Подстанция Поярково 110/35/10 кВ состоит из основного оборудования выпуска восьмидесятых годов. На подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора ТДТН-10000/110/35/10 которые произведены в 1981 и в 1982. В настоящее время эти трансформаторы проработали чуть менее 40 лет.

Таблица 1– Силовые трансформаторы

Наименование оборудования	Тип, марка	Год выпуска	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего КР
1	2	3	4	5
Силовые трансформаторы				
Т-1	ТДТН-10000/110-70У1	1981	1983	2008
Т-2	ТДТН-10000/110-70У1	1982	1983	2008

Нормативный срок службы трансформаторов и автотрансформаторов составляет 25-30 лет согласно ГОСТ 11677-85. После 30 лет эксплуатации в трансформаторах развиваются дефекты, вызванные, в первую очередь, старением изоляции. Вследствие чего после наступления нормативного срока возрастает количество ремонтных работ, в том числе капитальных ремонтов с разгерметизацией активной части и возрастает негативная роль «человеческого» фактора.

Оборудование, установленное на РУ 110 кВ имеет ряд недостатков, а некоторое из них попросту устарело за время использования.

На подстанции установлены масляные выключатели 1981 года выпуска, введенные в эксплуатацию в 1983 году.

Таблица 2– Высоковольтные выключатели 35 кВ

Наименование оборудования	Тип, марка	Год выпуска	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего КР
1	2	3	4	5
В-35 кВ Михайловка	С-35М-630-10 У1	1981	1983	2017
В-35 кВ Слава	С-35М-630-10 У1	1981	1983	2017
В-35 кВ Т-1	С-35М-630-10 У1	1981	1983	2012
В-35 кВ Чесноково	С-35М-630-10 У1	1981	1983	2017
СВ-35 кВ	С-35М-630-10 У1	1981	1983	2017

Срок службы описан в нормативной технической документации ГОСТ Р 52565-2006. В п. 6.13.3 данного документа указано что выключатель должен проработать не менее 30 лет перед списанием

Все масляные выключатели 35 кВ стоит заменить на вакуумные ввиду морального и физического устаревания первых.

Преимущества вакуумных выключателей перед масляными:

1) Отсутствие необходимости в замене и пополнении дугогасящей среды, компрессорных установок и масляного хозяйства.

Осмотр и проверки вакуумных выключателей следует проводить один раз в 3-5 лет. Во время этих проверок нужно провести высоковольтные испытания вакуумной дугогасительной камеры и изоляции выключателя, а также проверить переходное сопротивление контактов, для чего не нужно докупать специализированное оборудование, как для других типов выключателей.

2) Высокая износостойкость при коммутации номинальных токов и токов короткого замыкания (КЗ).

Число отключений номинальных токов, допускаемое без ревизий и ремонта вакуумной камеры выключателя, достигает 50 тысяч, а номинальных токов отключения (токов короткого замыкания) – от 20 до 200 в зависимости от типа вакуумной камеры и тока. В то время как при эксплуатации маломасляных выключателей необходимо производить ревизию после 1000-2000 отключений номинального тока или 3-12 отключений номинального тока отключения.

У вакуумных выключателей такой высокий механический ресурс достигается за счет того, что ход контактов вакуумной камеры составляет от 6 до 10 мм на напряжения 6-10 кВ. Для масляных и электромагнитных выключателей на эти же напряжения ход контактов достигает 100-200 мм, соответственно применяется более сложная конструкция привода.

1) Быстрое восстановление электрической прочности (10-50)- 10^3 В/мкс. Полная взрыво- и пожаробезопасность.

2) Вакуумные выключатели могут работать в агрессивных средах, так как вакуумная камера за счет своего наполнения вакуумом является пожаро- и взрывобезопасным агрегатом.

3) Надежная работа в случае, когда в процессе отключения малого тока в цепи возникает ток КЗ (дугогасительные устройства масляных выключателей обычно разрываются).

4) Широкий диапазон температур окружающей среды (от -70 до +200°C), в котором возможна работа ВДК.

Повышенная устойчивость к ударным и вибрационным нагрузкам.

5) Произвольное рабочее положение вакуумного дугогасительного устройства.

6) Бесшумность, чистота, удобство обслуживания, обусловленные малым выделением энергии в дуге и отсутствием внешних эффектов при отключении токов КЗ.

7) Отсутствие загрязнения окружающей среды.

Вакуумные выключатели характеризуются малой энергией привода, небольшими динамическими нагрузками и отсутствием выбросов газа и масла. Масса и габариты вакуумных выключателей ниже массы и габаритов других выключателей при одинаковых номинальных параметрах тока и напряжения (за исключением элегазовых). Благодаря этому достигается бесшумная работа и исключается загрязнение окружающей среды.

8) Сравнительно малые массы и габаритные размеры и небольшие динамические нагрузки на конструкцию и фундамент.

9) Высокое быстродействие.

10) Возможность организации высокоавтоматизированного производства.

На подстанции также присутствуют масляные выключатели на стороне 110 кВ, которые также были произведены в 1981 и введены в эксплуатацию в 1983 году.

Таблица 3 – Высоковольтные выключатели 110 кВ

Наименование оборудования	Тип, марка	Год выпуска	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего КР
1	2	3	4	5
В-110 кВ Т-1	МКП-110Б-1000-20 У1	1982	1983	2016
В-110 кВ Т-2	МКП-110Б-1000-20 У1	1982	1983	2016

Масляные выключатели на напряжение 110 кВ стоит заменить на элегазовые выключатели.

Преимущества элегазовых выключателей:

1) Широкий спектр применения на всевозможные напряжения выше 1000 В;

- 2) Сам процесс гашения дуги происходит в замкнутом изолированном пространстве поэтому нет выхлопа в атмосферу;
- 3) Небольшие габариты, соответственно и вес;
- 4) Быстродействие;
- 5) Взрывобезопасен, а также не вызывает неконтролируемого горения, то есть пожара;
- 6) Высокая отключающая способность;
- 7) Надёжность отключения небольших индуктивных, а также емкостных переменных токов в момент перехода тока через нулевую отметку без появления перенапряжений и среза;
- 8) Низкий износ контактов, участвующих в дугогашении;
- 9) При работе не производит большого шума;
- 10) Пригоден как для наружной, так и для внутренней электроустановки;
- 11) Можно эксплуатировать в различных климатических условиях даже очень суровых для человека;
- 12) Возможно изготовление серийных устройств с идентичными унифицированными узлами.

2 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ОСОБЕННОСТЬ РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ

Подстанция «Пояркова» расположена вблизи села Поярково Амурской области. Село Поярково находится примерно в 111 километрах от Благовещенска.

Территория села имеет равнинный рельеф.

Климатические условия в этом районе носят умеренный характер с теплым и влажным летом, холодной и снежной зимой. Средняя температура в зимний период составляет минус 22 °С, в летний 19 °С. Минимальная температура, зафиксированная в январе, составляет минус 46 °С, а летний максимум зафиксирован в пределах до 39 °С.

Загрязненность атмосферного воздуха относится к первой степени загрязнения, а максимальная влажность воздуха, зафиксированная в летний период, составляет 78 %.

Характеристика ветрового давления относится к 3 району. Что соответствует значению ветрового давления в 650 Па.

Интенсивность грозовой активности в этом районе составляет 40-60 грозовых часов в год

Местность где расположена подстанция относится к 3 району по гололеду, что соответствует 20 мм толщины стенки гололеда.

Для данного района глубина промерзания грунта достигает 321 см.

Состав грунта влияет на эффективность заземлении подстанции и электрооборудования. При высоком сопротивлении грунта электрический ток попросту не пойдет в сторону заземляющих электродов, а найдет более уязвимое место и уйдет в сторону наименьшего сопротивления. Также состав грунта влияет на скорость коррозии заземляющих электродов, правильный выбор толщины сечения электродов позволит выполнять эффективную защиту весь планируемый срок.

Климатические условия района представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Климатические условия района подстанции

1	2
Средняя температура зимнего периода, °С	-22
Средняя температура летнего периода, °С	+19
Максимальная температур зимнего периода, °С	-46
Максимальная температура летнего периода, °С	+39
Район по ветру	3
Давление ветра, Па	650
Район по гололеду	3
Толщина изморозевых отложений, мм	20
Количество грозových ударов, ч	40-60
Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов, м	2,17-3,21
Степень загрязнения атмосферы	1
Максимальная влажность воздуха, %	70

3 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Чтобы трансформатор прослужил весь срок службы, необходимо правильно подобрать его номинальную мощность.

Согласно ГОСТ [10] номинальная загрузка трансформатора не должна превышать 70—80 %, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение до 5 суток. Что касается аварийных режимов работы трансформатора необходимо учитывать не только температуру окружающей среды, но и срок эксплуатации трансформатора. Максимальная нагрузка не должна превышать 140 % в течении 2 часов.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{сн}} + S_{\text{нн}}}{N \cdot K_3} \quad (1)$$

где K_3 - коэффициент загрузки силового трансформатора, принимается равным $K_3 = 0,7 / 10$;

$S_{\text{сн}}$, $S_{\text{нн}}$ - мощность средней и низкой стороны соответственно, кВА.

$$S_{\text{тр}} = \frac{2,45 + 4,761}{2 \cdot 0,7} = 5,151 \text{ МВА}$$

В результате расчета получили значение $S_{\text{тр}} = 10$ МВА, следовательно, выбираем трансформатор марки ТДТН – 10000/110. Проверяем по коэффициенту загрузки:

$$K_3^H = \frac{S_{\text{сн}} + S_{\text{нн}}}{N \cdot S_{\text{ТНОМ}}} \quad (2)$$

$$K_3^H = \frac{2,45 + 4,761}{2 \cdot 10} = 0,361 ;$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{S_{CH} + S_{HH}}{S_{Tном}} \quad (3)$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{2,45 + 4,761}{10} = 0,721 ;$$

Выбранный трансформатор проходит по коэффициентам загрузки.

Из расчетов выше следует что трансформаторы проходят по коэффициентам.

Каталожные данные трансформатора представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Каталожные данные трансформатора

ТДТН- 10000/110/35/10	Напряжение обмоток, кВ	Напряжение короткого замыкания, %
1	2	3
Обмотка ВН	121	10,5
Обмотка СН	38,5	17,5
Обмотка НН	6,3	6,5

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Выполнения расчета токов короткого замыкания производится для определения трехфазных токов, с помощью которых в дальнейшем будет производиться выбор оборудования.

4.1 Расчет параметров схемы замещения

Параметры схемы замещения рассчитываются с целью определения сопротивления всех элементов сети в относительных единицах. Ниже представлена схема ПС, которая будет использована для создания эквивалентной схемы со всеми элементами с их соответствующими сопротивлениями и ЭДС.

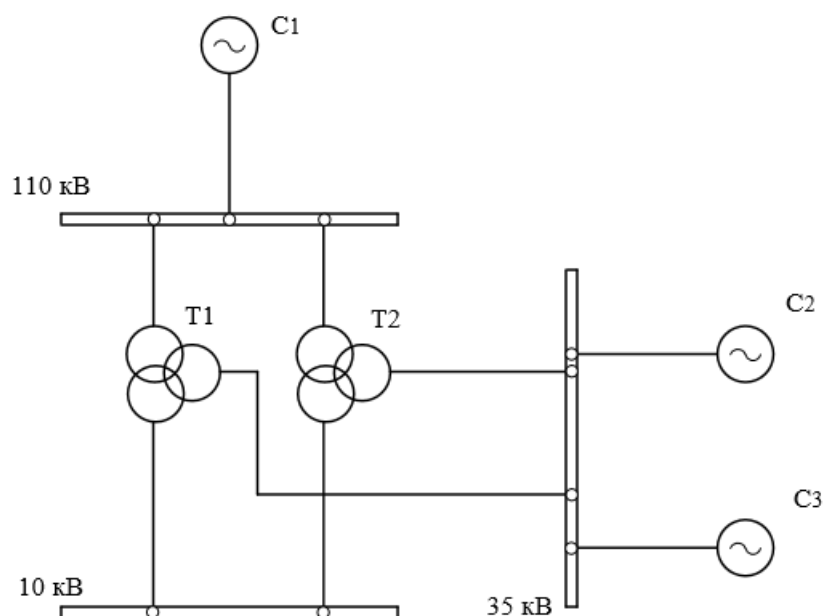


Рисунок 1 – Схема ПС

Базисные значения для расчета в относительных единицах принимаются равными: $S_{\sigma} = 100 \text{ МВА}$ $U_{\sigma 1} = 110 \text{ кВ}$ $U_{\sigma 2} = 35 \text{ кВ}$ $U_{\sigma 3} = 10 \text{ кВ}$

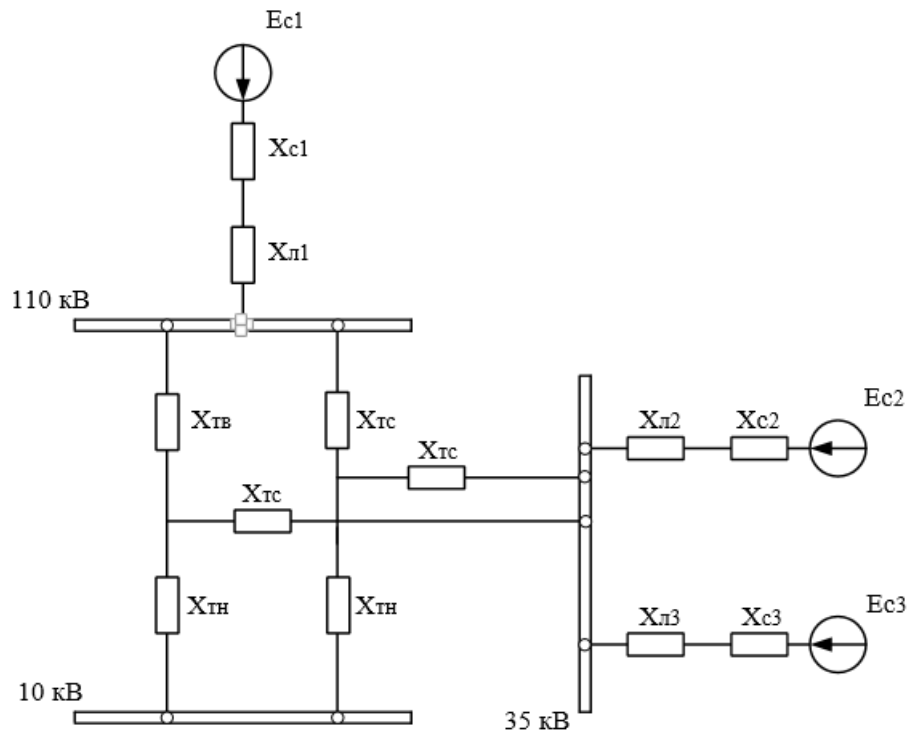


Рисунок 2 – Схема замещения

Сопротивление системы определяется по формуле:

$$X_c = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН} \cdot I_k} \quad (4)$$

Где I_k - ток короткого замыкания системы, А

$$X_{c1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1,2} = 0,437 \text{ о.е.}$$

$$X_{c2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,9} = 1,833 \text{ о.е.}$$

$$X_{c3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,6} = 2,749 \text{ о.е.}$$

Определяем для каждой линии индуктивное сопротивление:

$$X_{Л*} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} \quad (5)$$

где l - длина линии, км;

X_0 - удельное индуктивное сопротивление линии, Ом.

Удельное индуктивное сопротивление для используемых сечений провода приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Удельное индуктивное сопротивление ВЛ

Номинальное сечение провода, мм ²	X_0 , Ом
1	2
АС120/19	0,412
АС95/16	0,434
АС70/11	0,432
АС50/9	0,435
АС35/6,2	0,430

$$X_{Л1} = 0,434 \cdot 55,7 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,183 \text{ о.е.}$$

Таким же способом проводится расчет для трех оставшихся линий.

Таблицы 7 – Результаты расчетов сопротивлений линий

Линии	$X_{Л*}$, о.е.
1	2
Линия системы 110 кВ	0,183
Линия системы 35 кВ	0,106
Линия системы 35 кВ	0,292

1	2
Линия нагрузки 35 кВ	0,85

Определяем сопротивление обмоток трансформатора:

$$X_{ВН} = \frac{U_{кВ}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{номТ}} \quad (6)$$

$$X_{ВН} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{10} = 1,075 \text{ о.е.}$$

$$X_{СН} = 0 \text{ о.е.}$$

$$X_{НН} = \frac{U_{кН}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{номТ}} \quad (7)$$

$$X_{НН} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,625 \text{ о.е.}$$

где $U_{кВ}$, $U_{кС}$, $U_{кН}$ - напряжение короткого замыкания обмоток ВН, СН, НН трансформатора соответственно, кВ;

$S_{номТ}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА.

4.2 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания производится приближенным методом в относительных единицах. На основе параметров, рассчитанных выше для схемы замещения производится упрощение схемы к расчетному виду. Результатами расчета являются значения максимальных токов для каждой стороны. Схема замещения с указанием мест короткого замыкания представлена на рисунке 3.

Короткое замыкание вызывает аварийный режим, при котором токи во много раз превышают номинальные, что может привести к выходу из строя высоковольтных устройств, нагреву проводов и разрушению токоведущих частей.

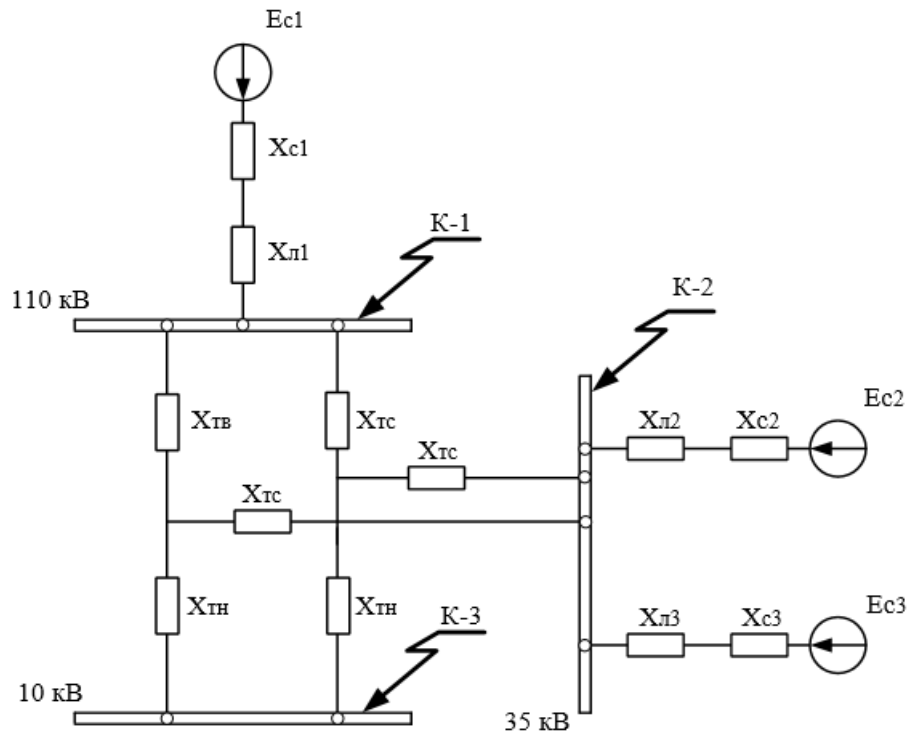


Рисунок 3 – Расчетная схема замещения подстанции.

В процессе расчета тока короткого замыкания необходимо определить следующие значения:

$I_{по}$ - периодическая составляющая тока короткого замыкания;

i_y - ударный ток короткого замыкания;

i_a - аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

Базисный ток для точки К1 определяется по формуле:

$$I_{б1ст} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6^{1ст}} \quad (8)$$

$$I_{61ст} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}.$$

Базисный ток для точки К2 определяется по формуле:

$$I_{62ст} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6^{2ст}} \quad (9)$$

$$I_{62ст} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1,65 \text{ кА}.$$

Базисный ток для точки К3 определяется по формуле:

$$I_{63ст} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6^{3ст}} \quad (10)$$

$$I_{63ст} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,774 \text{ кА}.$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания определяете по формуле:

$$I_{п0} = \frac{E_\Sigma}{X_\Sigma} I_6 \quad (11)$$

Ударные токи определяем по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} I_{п0} K_{уд} \quad (12)$$

Рассмотрим подробный расчёт тока короткого замыкания для точки К2

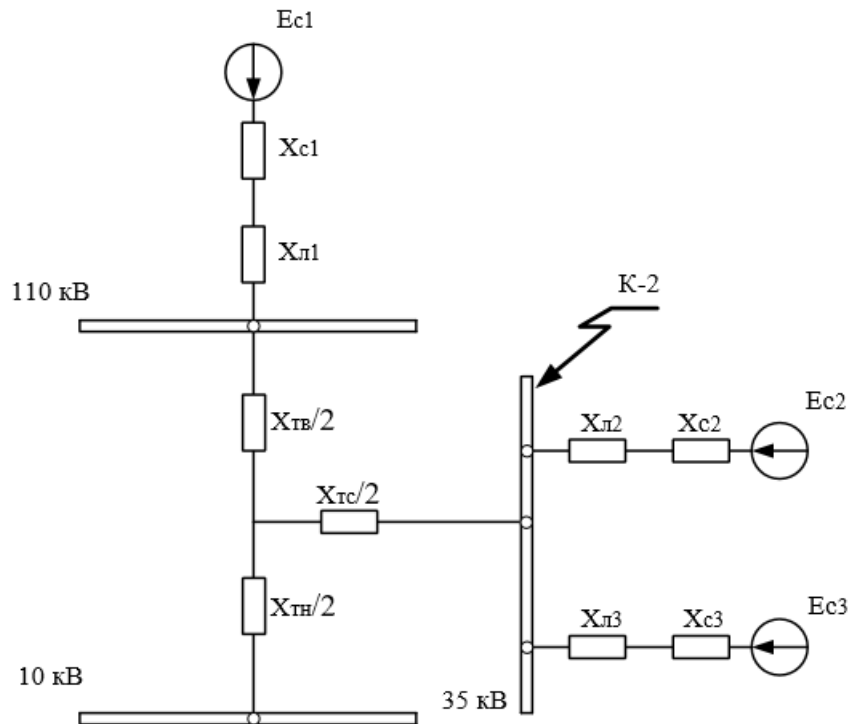


Рисунок 4 – Расчетная схема замещения для точки К2

Первый этап преобразования схемы заключается в последовательном сложении сопротивлений линий. Результат данного действия представлен на рисунке 5.

$$X_1 = X_{C1} + X_{Л1*} \quad (13)$$

$$X_1 = 0,143 + 0,437 = 0,58 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = 1,833 + 0,106 = 1,939 \text{ о.е.}$$

$$X_3 = 2,749 + 0,292 = 3,042 \text{ о.е.}$$

$$X_H = 18,421 + 0,85 = 19,271 \text{ о.е.}$$

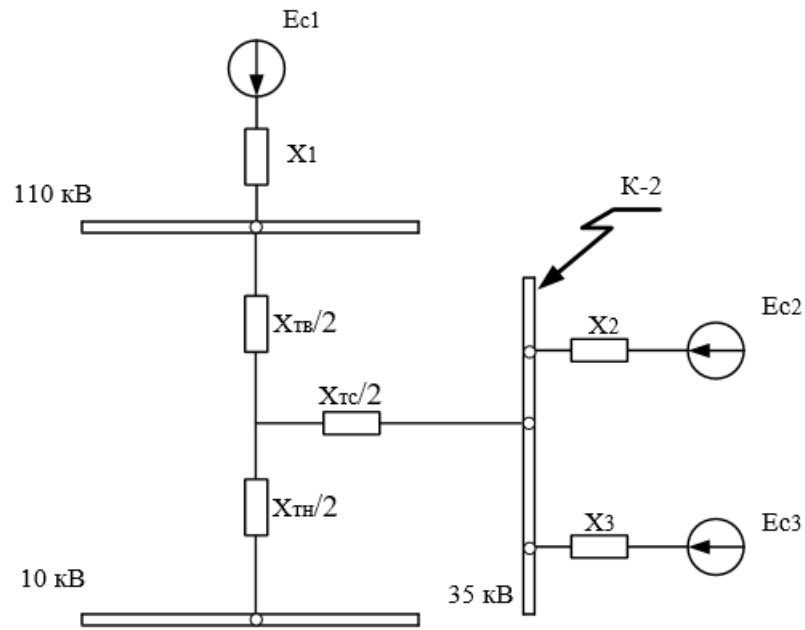


Рисунок 5 – Первое преобразование схемы замещения для точки К2

Второй этап преобразования заключается в последовательно сложении сопротивлений трансформатора высокой и средней стороны и сложение с сопротивлением системы со стороны 110 кВ. Результат данного действия представлен на рисунке 6.

$$X_4 = X_1 + \frac{X_{ТВ}}{2} + \frac{X_{ТС}}{2} \quad (14)$$

$$X_4 = 0,58 + \frac{1,075}{2} + \frac{0}{2} = 1,118 \text{ о.е.}$$

Третьим этапом преобразования схемы замещения будет параллельное сложение сопротивлений идентичных ЭДС. Результат данного действия представлен на рисунке 25.

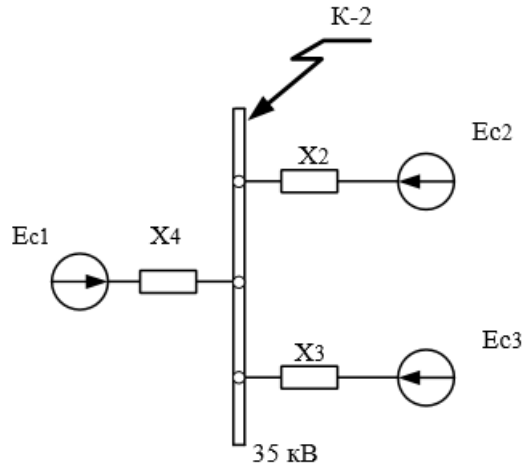


Рисунок 6 – Второе преобразование схемы замещения для точки К2.

$$X_5 = \frac{X_4 \cdot X_2}{X_4 + X_2} \quad (15)$$

$$X_5 = \frac{1,118 \cdot 1,939}{1,118 + 1,939} = 0,709 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{ЭКВ}} = \frac{X_5 \cdot X_3}{X_5 + X_3} \quad (16)$$

$$X_{\text{ЭКВ}} = \frac{0,709 \cdot 3,042}{0,709 + 3,042} = 0,575 \text{ о.е.}$$

$$E_{\text{ЭКВ}} = E_c \quad (17)$$

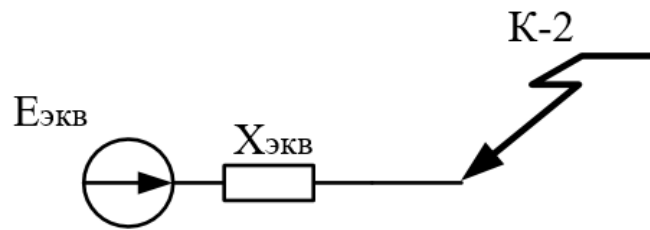


Рисунок 7 – Третье преобразование схемы замещения для точки К2

Рассчитываем токи:

$$I_{\text{ПО}} = I_{\text{б2}} \cdot \frac{E_{\text{ЭКВ}}}{X_3} \quad (18)$$

$$I_{\text{ПО}} = 1,65 \cdot \frac{1}{0,575} = 2,869 \text{ кА.}$$

Для того чтобы найти ударный ток короткого замыкания необходимо знать ударный коэффициент, который мы берём из справочных данных [5].

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{к1}} \cdot K_{\text{уд}} \quad (19)$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 2,869 \cdot 1,607 = 6,52 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока К.З.

$$i_{\text{а}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \quad (20)$$

$$i_{\text{а}} = \sqrt{2} \cdot 2,869 = 4,057 \text{ кА.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания в точках К1 К2, К3 запишем в таблицу 8.

Таблица 8 – Токи короткого замыкания

Точка короткого замыкания	$I_{\text{по}}, \text{кА}$	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	$i_{\text{а}}, \text{кА}$
1	2	3	4
К1	0,865	1,966	1,223
К2	2,869	6,52	4,057
К3	1,859	4,224	2,629

5 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

5.1 Выбор выключателей

Силовые выключатели являются одним из основных видов оборудования на подстанции, они применяются для коммутации в нормальном и аварийном режимах. Позволяет производить дистанционное переключения и оперативно отключить большие токи в аварийных режимах.

Высоковольтные выключатели делятся на несколько видов по типу среды гашения дуги: элегазовые, вакуумные, масляные, воздушные и т.д.

Выключатель необходимо проверить в нормальном и аварийном режимах работы. На термическую и динамическую стойкость.

Для установки на ОРУ 110 кВ выбираем элегазовый выключатель трёхполюсного исполнения с пружинным приводом фирмы «УЭТМ» типа ВГТ-УЭТМ-110-40/3150ХЛ1.

Для проверки по термической устойчивости выключателя необходимо определить тепловой импульс тока КЗ по следующей формуле:

$$W_k = I_{\text{ПО}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (21)$$

где $t_{\text{откл}}$ – расчетное время отключения выключателя

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания приведена в таблице 9 согласно [5].

Таблица 9 – Постоянная времени затухания

Место короткого замыкания	T_a , с
1	2
Шины высокого напряжения РУ с трансформаторами до 80 МВА	0.140
Сборные шины 6-10 кВ понижающих подстанций с трансформаторами от 20 МВА и ниже	0.05

Таким образом время отключения выключателя равно:

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{отклвыкл}} \quad (22)$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

$$\Delta t = 0.3 \text{ с}$$

$t_{\text{отклвыкл}}$ - полное время отключения выключателя

$$t_{\text{отклвыкл}} = 0.055 \text{ с.}$$

$$t_{\text{откл}} = 2.5 + 0.3 = 2.8 \text{ с.}$$

$$W_k = 0.865^2 \cdot (2.8 + 0.140) = 2.2 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в токе в момент расхождения контактов:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) \cdot I_{\text{откл}} \quad (23)$$

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) \cdot 40 = 79.2 \text{ кА.}$$

где $\beta_n = 40 \%$ - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя.

$I_{\text{откл}}$ - отключающий номинальный ток, для данного выключателя

$$I_{откл} = 40 \text{ А.}$$

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{\max} = \frac{S_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot 220} \quad (24)$$

$$I_{\max} = \frac{7,211}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,038 \text{ кА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 10.

Таблица 10 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{p\max} = 38 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 1,966 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$W_{\text{доп}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_k = 2,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_k \leq W_{\text{доп}}$
$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}} = 0,865 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}} \leq I_{\text{откл}}$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}} = 0,865 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{аном}} = 79,2 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 1,223 \text{ кА}$	$I_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$

Результаты расчетов показывают, что выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Для установки на ОРУ 35 кВ выбираем вакуумный выключатель с моторно-пружинным приводом фирмы «ЛЕКС» типа ВВПС-ЛЕКС-35-25/630УХЛ1.

Климатическое исполнение УХЛ1 позволяет производить эксплуатацию районах умеренного, холодного климата, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89. Высота над уровнем моря до 1000 м, с максимальной температурой окружающего воздуха при эксплуатации плюс 50 градусов по Цельсию и минимальной температурой окружающего воздуха при эксплуатации минус 60 градусов по Цельсию.

Вакуумные выключатели типа ВВН основаны на принципе гашения дуги, возникающей между контактами, в вакууме. Ввиду высокой электрической прочности вакуумного промежутка и отсутствия среды, поддерживающей горение дуги, время горения дуги минимальное. Вакуумные выключатели применяют на среднее и низкое напряжение так как они зарекомендовали себя в быстром действии и безотказной работе. Вакуумные выключатели применяют как на территории открытого распределительного устройства, так и в зданиях КРУ в составе сборного комплекса.

Выбранный выключатель необходимо проверить по аналогичным параметрам, что и элегазовый выключатель.

Проверка по термической устойчивости.

$$W_k = 2.524^2 \cdot (2,3 + 0,140) = 15.544 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Определение номинального допустимого значения апериодической составляющей в токе момент расхождения контактов:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) \cdot 25 = 49.497 \text{ кА}.$$

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{\text{maxp}} = \frac{S_{\text{CH}}}{\sqrt{3} \cdot 35}, \quad (25)$$

$$I_{\max p} = \frac{2.45}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,04 \text{ кА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 11.

Таблица 11 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{p\max} = 40 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 64 \text{ кА}$	$I_{уд} = 6,52 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{\text{дин}}$
$W_{\text{доп}} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_k = 15.544 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_k \leq W_{\text{доп}}$
$I_{\text{откл}} = 25 \text{ кА}$	$I_{п,0} = 2,869 \text{ кА}$	$I_{п,0} \leq I_{\text{откл}}$
$I_{\text{вкл}} = 25 \text{ кА}$	$I_{п,0} = 2,869 \text{ кА}$	$I_{п,0} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{аном}} = 49,497 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 4,057 \text{ кА}$	$I_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Для установки на КРУН 10 кВ выбираем вакуумный выключатель с электромагнитным приводом фирмы «ЛЕКС» типа ВВМ-ЛЕКС-10-20/630УХЛ2.

Климатическое исполнение УХЛ2 позволяет производить эксплуатацию районах умеренного, холодного климата, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89. Высота над уровнем моря до 1000 м, с максимальной температурой окружающего воздуха при эксплуатации плюс 50

градусов по Цельсию и минимальной температурой окружающего воздуха при эксплуатации минус 60 градусов по Цельсию.

Выбранный выключатель необходимо проверить по аналогичным параметрам, что и выключатель выше.

Проверка по термической устойчивости.

$$W_k = 1.618^2 \cdot (1,3 + 0,140) = 3.77 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Определение номинального допустимого значения апериодической составляющей в токе момент расхождения контактов:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) \cdot 20 = 39.598 \text{ кА}.$$

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{\text{макр}} = \frac{S_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \cdot 35}, \quad (26)$$

$$I_{\text{макр}} = \frac{4.761}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,275 \text{ кА}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 12.

Таблица 12 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$

1	2	3
$I_H = 630 \text{ A}$	$I_{P_{MAX}} = 275 \text{ A}$	$I_P \leq I_H$
$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$I_{уд} = 4,224 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{доп} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 3.77 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_{доп}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{п,0} = 1,859 \text{ кА}$	$I_{п,0} \leq I_{откл}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{п,0} = 1,859 \text{ кА}$	$I_{п,0} \leq I_{вкл}$
$i_{аном} = 39,598 \text{ кА}$	$i_{At} = 2,629 \text{ кА}$	$I_{At} \leq i_{аном}$

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

5.2 Выбор разъединителей

Разъединители позволяют безопасно производить оперативные переключения, тем что образуют видимый разрыв, что в свою очередь позволяет производить любые манипуляции с отключенным участком сети, данное свойство имеет важное значение в электроэнергетике. На подстанциях применяют разъединители разной конструкции: трехполюсные установленные на одной платформе и однополюсные устанавливаемые на каждую фазу отдельно применяемы как для высоких напряжений при большом расстоянии между фазами, так и для соединения отходящих ячеек с секционными.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, за исключением отсутствия проверки отключающей способности, так как ими можно включать и отключать только токи холостого хода протекающие, а трансформаторе, значение которых не превышает двух ампер.

Расчёты для максимального рабочего тока и термической стойкости

На стороне ВН выбираем трехполюсные разъединители с моторным

приводом фирмы «УЭТМ» типа РПД.1-УЭТМ-110/1250 УХЛ1 и РПД.2-УЭТМ-110/1250 УХЛ1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 13.

Результаты демонстрируют соответствие разъединителя данным условиям и может быть принят к установке.

На стороне СН выбираем трехполюсные разъединители с моторным приводом фирмы «СЭЩ» типа РГП.1-СЭЩ-35/630 УХЛ1 и РГП.2-СЭЩ-35/630 УХЛ1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами.

Таблица 13 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1250 \text{ А}$	$I_P = 38 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 64 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 1,966 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$W_{\text{доп}} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K = 2,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K \leq W_{\text{доп}}$
Заземляющие ножи		
$W_{\text{доп}} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K = 2,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K \leq W_{\text{доп}}$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 14.

Таблица 14 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_P = 40 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 6.52 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$

Главные ножи		
$B_{\text{доп}} = 468.75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 15.544 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{доп}}$
Заземляющие ножи		
$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} = 156.25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 15.544 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{доп}}$

Как видно из результатов разьединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

5.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для подключения к ним измерительных приборов и блоков релейной защиты, а также должны иметь минимальную погрешность для их правильной работы. Трансформаторы тока изготавливаются на разное количество вторичных обмоток с разным классом точности, одни из которых применяются для измерений и учета электроэнергии, а другие для подключения блоков релейной защиты. Схемы соединения трансформаторов тока и их количество зависят от того в каких фазах необходимо производить контроль.

Первичный номинальный ток трансформатора выбирается из ряда номиналов на которые производили оборудования изготавливают их. Вторичный номинальный ток в оперативных цепях все постоянный и имеет значения 1 А и 5 А.

Определяем максимальную нагрузку, потребляемую приборами для учета и измерений:

$$Z_{\text{втор}} \leq Z_{\text{вторном}} \quad (27)$$

где $Z_{\text{втор}}$ - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{\text{вторном}}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx R_2 \quad (28)$$

Вторичная нагрузка $R_{\text{втор}}$ состоит из сопротивления приборов $R_{\text{ПРИБ}}$, сопротивления соединительных проводов $R_{\text{ПР}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{К}}$ и определяется по следующей формуле:

$$R_{\text{втор}} = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (29)$$

где $R_{\text{ПРИБ}}$ - сопротивление приборов, Ом;

$R_{\text{ПР}}$ - сопротивление соединительных проводов, Ом;

$R_{\text{К}}$ - переходного сопротивления контактов, Ом.

Необходимо определить число, тип и суммарную мощность измерительных приборов. Сопротивление проводов определяется исходя из выбранной длины и сечения, для минимальных потерь и точности измерений сечения проводом должны быть в интервале от 2,5 до 6 мм² по меди и от 4 до 10 мм² по алюминию. Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета.

Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА3021-5-3	7,5	7,5	7,5
ИТОГО		7,5	7,5	7,5

Принимается $Z_2 \approx R_2$, так как индуктивное сопротивление невелико в соединительных проводах, тогда:

$$R_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{\text{вторН}}^2} \quad (30)$$

$$R_{\text{ПРИБ}} = \frac{7,5}{5^2} = 0,3 \text{ Ом}.$$

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

$I_{\text{втор}}$ - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,1 \text{ Ом}$ так как число прибор подключенных к трансформатору тока устанавливается в количестве менее 4 штук

Согласно методическим указаниям [7] примем длины соединительных проводов. Длины представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Зависимость длины соединительных проводов напряжения

$U_H, \text{ кВ}$	$l, \text{ м}$
1	2
110	75-100
35	60-70
10	4-6

Для подключения приборов принимается провод ВВГнг $q=2.5 \text{ мм}^2$ с медными жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0175 \text{ (Ом}\cdot\text{мм}^2\text{)/м}$.

Сопротивление проводов рассчитывается по формуле:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q} \tag{31}$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 80}{2.5} = 0.56 \text{ Ом}.$$

Итоговое сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_2 = r_2 = 0,3 + 0,56 + 0,1 = 0,87 \text{ Ом}.$$

На стороне ВН выберем трансформатор тока фирмы «УЭТМ» ТРГ-УЭТМ 110-100/5 ХЛ1

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 17. Класс точности 0.2

Таблица 17 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 50 \text{ А}$	$I_p = 38 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$S_{2\text{НОМ}} = 30 \text{ ВА}$	$S_2 = 24,5 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2\text{НОМ}}$
$B_{\text{ДОП}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 2,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{ДОП}} \geq B_k$
$Z_{\text{вторНОМ}}=2$	$Z_{\text{втор}}=0,87$	$Z_{\text{втор}} \leq Z_{\text{вторНОМ}}$

Как видно из результатов расчета ранее выбранный трансформатор тока проходит требуемые условия.

На стороне СН принимается к установке опорные трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-35 предназначенные для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА3021-5-3	7,5	7,5	7,5
Ваттметр	СР3021-5	7,5	-	7,5
Варметр	СТ3021-5	7,5	-	7,5
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ-03М	2	-	2

1	2	3	4	5
ИТОГО		24,5	7,5	24,5

Проверка принятого трансформатора тока осуществляется аналогично.

Суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока на стороне СН.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{24,5}{5^2} = 0,98 \text{ Ом.} \quad (32)$$

Для подключения приборов принимается провод ВВГнг $q=2.5 \text{ мм}^2$ с медными жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0175 \text{ (Ом}\cdot\text{мм}^2\text{)/м}$.

Сопротивление проводов рассчитывается по формуле:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q} \quad (33)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 5}{2.5} = 0.035 \text{ Ом.}$$

Итоговое сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_2 = r_2 = 0,98 + 0,035 + 0,1 = 1,115 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 19. Класс точности трансформатора тока 0,2S.

Таблица 19 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 50 \text{ А}$	$I_p = 40 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$S_{2\text{ном}} = 30 \text{ ВА}$	$S_2 = 24,5 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2\text{ном}}$
$\text{ВДОП} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$\text{Вк} = 15.544 \text{ кА}^2\text{с}$	$\text{ВДОП} \geq \text{Вк}$
$Z_{2\text{НОМ}}=2$	$Z_2 = 1.115$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На стороне НН были выбраны к установке в 2015 году опорные трансформаторы тока ТЛМ-10 предназначенные для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления, которые следует проверить так как они не отслужили свой эксплуатационный срок. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА3021-5-3	7,5	-	7,5
Ваттметр	СР3021-5	7,5	-	7,5
Варметр	СТ3021-5	7,5	-	7,5
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ-03М	2	-	2
ИТОГО		24,5	-	24,5

Проверка принятого трансформатора тока осуществляется аналогично.

Суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока на стороне НН.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{24,5}{5^2} = 0,98 \text{ Ом}. \quad (34)$$

Для подключения приборов принимается провод ВВГнг $q=2.5 \text{ мм}^2$ с медными жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0175 \text{ (Ом}\cdot\text{мм}^2\text{)/м}$.

Сопротивление проводов рассчитывается по формуле:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q} \quad (35)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 65}{2.5} = 0.455 \text{ Ом}.$$

Итоговое сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_2 = r_2 = 0,98 + 0,455 + 0,1 = 1,535 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 21. Класс точности трансформатора тока 0,2S.

Таблица 21 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 300 \text{ А}$	$I_p = 275 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$S_{2\text{ном}} = 30 \text{ ВА}$	$S_2 = 24,5 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2\text{ном}}$

1	2	3
$V_{\text{доп}} = 1016 \text{ кА2с}$	$V_{\text{к}} = 3.77 \text{ кА2с}$	$V_{\text{доп}} \geq V_{\text{к}}$
$Z_{2\text{НОМ}}=2$	$Z_2 = 1.535$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям.

5.4 Выбор трансформаторов перенапряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для безопасного измерения напряжения в высоковольтных сетях. Установка трансформаторов напряжения производится на каждую секцию шин и применяются для подключения измерительных приборов, таких как фазные и линейные вольтметры и другие приборы которым требуется измерение напряжения на элементах сети.

Трансформаторы напряжения выбираются аналогично трансформаторам тока, проверяются по номинальной мощности нагрузки вторичных обмоток и требуемого класса точности.

Подключения измерительных трансформаторов производится параллельно на каждую фазу. Напряжение первичной обмотки берется равным номинальному напряжению сети, напряжение вторичных обмоток стандартизировано и равно 100 Вольт. Подключение трансформаторов напряжения требует использование разъединителей и ограничителей напряжения.

Трансформаторы напряжения на среднем и низком напряжении были установлены в 2015 году и замене не подлежат так как они не отработали свой нормативный срок. Поэтому произведем проверку установленных трансформаторов напряжения.

На стороне СН были выбраны трансформаторы напряжения марки НАМИ-35-УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 22.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$, ВА	Число обмоток	cos	sin	Число приборов	P, Вт	Q, вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр	Э-365	2	1	1	0	2	4	0
Ваттметр	СР3021	7.5	2	1	0	6	90	0
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Варметр	СТ3021	7.5	2	1	0	6	90	0
Счетчик АЭ и РЭ	ЦЭ6850	2	3	0,38	0,92 5	4	9.12	22.2
Сумма							193.22	22.2

Полная вторичная мощность определяется по формуле:

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (36)$$

$$S_p = \sqrt{193.22^2 + 22.2^2} = 194.49 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 23. Класс точности 0.5 S.

Таблица 23 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3

1	2	3
$U_{HT} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 360 \text{ ВА}$	$S_P = 194,49 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям.

Для установки в КРУ был выбран трансформатор напряжения, изготовленный фирмой НАМИ-10-95-УХЛ2. С Классом точности 0.5. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 24.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}, \text{ ВА}$	Число обмоток	cos	sin	Число приборов	P, Вт	Q, вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	4	0
Ваттметр	СР3021	7.5	2	1	0	20	150	0
Варметр	СТ3021	7.5	2	1	0	20	150	0
Счетчик АЭ и РЭ	ЦЭ6850	2	1	0,38	0,925	11	8,36	20,35
Сумма							312,36	20,35

$$S_P = \sqrt{312,36^2 + 20,35^2} = 313,022 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 25.

Таблица 25 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3

1	2	3
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 400 \text{ ВА}$	$S_P = 313.022 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям.

5.5 Выбор трансформаторов собственных нужд.

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, типа электрооборудования, мощности трансформаторов. На подстанциях, выполненных по упрощенным схемам без постоянного дежурства персонала имеет наименьшее количество потребителей с.н. на подстанциях. К этим потребителям относятся обогрев приводов и баков выключателей, электродвигатели обдува трансформаторов, освещение подстанции и обогрев шкафов КРУН. Небольшая мощность потребителей с.н. позволяет присоединить их к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов. Мощность ТСН выбирается в соответствии с нагрузками в разных режимах работы подстанции, но не более 630 кВА.

Таблица 26 – Нагрузка собственных нужд

Электроприемники	Установленная мощность, кВт	Количество приемников	Суммарная мощность, кВт
1	2	3	4
Электродвигатели обдува	1,5	8	12
Обогрев В-110	1,75	2	3,5
Обогрев шкафов КРУ-10	0,6	20	12
Отопление и освещение помещения ОВБ	5,5	1	5,5
Наружное освещение	4,5	1	4,5
Оперативные цепи	1,8	1	1,8

1	2	3	4
Итого			39,3

С учетом коэффициента спроса 0,7 для рассматриваемой подстанции принимаем два ТСН типа ТСЗ-60кВА 6/0,4кВ, с предохранителями ПКТ-10.

5.5 Выбор гибких шин

В открытых распределительных устройствах используются гибкие шины. Состоящий из алюминиевых токонесущих жил снаружи и стальных внутри. Стальная часть провода требуется для его натяжения и увеличения механической прочности конструкции. Ошиновку закрепляют между пролетами порталов на линейные изоляторы.

На стороне среднего напряжения выбираем гибкие шины марки АС - 70/11, допустимый ток которых $I_{доп} = 265$ А, диаметр провода $d = 11,4$ мм, сечение алюминиевой части $q=70$ мм².

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току) производится по следующему равенству:

$$I_{max} \leq I_{доп} \quad (37)$$

$$40 \leq 265 \text{ А.}$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ по формуле:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c} \cdot q \quad (38)$$

где $c = 98$ - коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ [8].

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{5.736 \cdot 10^6}}{98} = 24.4 \text{ мм}^2.$$

Выбранный провод проходит по проверке по допустимому току и термической стойкости к току КЗ, не будет превышать критическую температуру.

5.6 Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины не применяются даже при больших токовых нагрузках из-за высокой стоимости. При токах 3000 А применяются одно и двухполюсные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Выбираем алюминиевую шину прямоугольного сечения 6×60:

$$S = 360 \text{ мм}^2, \quad I_{\text{доп}} = 870 \text{ А.}$$

Проверка, по термостойкости исходя из данных К–3:

$$I_{\text{по}} = 1.859; \quad i_{\text{уд}} = 4.224 \text{ А.}$$

Тепловой импульс тока к.з.:

$$W_k = 1.859^2 \cdot 3 = 10.37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Таким образом, шины механически прочны.

Проверка шин на электродинамическую стойкость. Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота

которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы, возникающие при КЗ, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц.

Если собственные частоты колебательной системы шины – изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникнет. В большинстве практически применяемых конструкций шин эти условия соблюдаются, поэтому ПУЭ не требует проверки на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний.

5.7 Выбор ограничителей перенапряжения

На всех подстанциях во всех распределительных устройствах устанавливаются ограничители перенапряжения и служат они для защиты высоковольтного оборудования от прямых ударов молнии и внутренних перенапряжений. При возникновении в сети ненормального режима работы, связанного с перенапряжением. Ограничитель перенапряжения позволяет пустить импульс по пути меньшего сопротивления в землю, так как сопротивление ограничителя уменьшается практически до нуля.

На подстанции Поярково ограничители перенапряжений были установлены в 2005 и 2006 году, так как нормативный срок службы ОПН составляет 25 лет и, следовательно, оборудование не подлежит замене, то следует его проверить.

К установке на ВН был принят ОПН-110-77-10-2-УХЛ1. Проверка будет проводиться по следующим условиям:

По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в электрической сети:

$$U_{\text{н.р.д}} = 1,05 \cdot \frac{U_{\text{н.р.с.}}}{\sqrt{3}} \quad (39)$$

$U_{н.р.с.}$ – наибольшее рабочее напряжение сети, по ГОСТ 1516.3-36

$$U_{н.р.д} = 1,05 \cdot \frac{126}{\sqrt{3}} = 76,38 \text{ кВ.}$$

$$U_{н.р.д} \leq U_{н.р.ном} \quad (40)$$

$$76,38 \leq 77 \text{ кВ.}$$

По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (41)$$

$$110 \leq 110 \text{ кВ.}$$

По условиям взрывобезопасности:

$$I_{в.б} > 1,2 \cdot I_{п0} \quad (42)$$

$$40 > 1,038 \text{ кА.}$$

По временно допустимому повышению напряжения:

Максимальное значение напряжения при однофазном кз на шинах ОРУ определяется по формуле:

$$U_{н.р} = 1,15 \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} = 73,04 \text{ кВ.}$$

$$U_{н.р} = 1,4 \cdot U_{н.р} \quad (43)$$

$$U_{н.р} = 1,4 \cdot 73,04 = 102,26 \text{ кВ.}$$

Кратность перенапряжения определяется по формуле:

$$\frac{102,26}{77} = 1,328;$$

$t_{\text{ОПН}} = 10 \text{ с}$ – время в течении которого выдерживается перенапряжение для выбранного ОПН

$t_{\text{кз}} = 4 \text{ с}$ – значение средней длительности при одноступенчатом отключении однофазного кз

$$10 > 4 \text{ с.}$$

Остаточное напряжение при грозовом импульсе с амплитудой 10 кА для ОПН работающих в сетях 110 кВ не должно превышать 295 кВ

Для выбранного ОПН, $U_{\text{ост.гр.ном}} = 264 \text{ кВ.}$

$$U_{\text{ост.гр.ном}} < U_{\text{ост.гр}} \quad (44)$$

$$264 \text{ кВ} < 295 \text{ кВ.}$$

Защитный уровень при коммутационных перенапряжениях определяется по формуле:

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot K_{\text{и}} \cdot K_{\text{к}} \cdot U_{\text{исп}}}{2} \quad (45)$$

где $K_{\text{и}}$ – коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одномоментным воздействием. Для трансформаторов и электрических машин $K_{\text{и}}=1.35$.

$K_{\text{к}}$ - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции. Для трансформаторов и электрических машин $K_{\text{к}}=0.9$.

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 0,9 \cdot 1,35 \cdot 200}{1,2} = 286,38 \text{ кВ.}$$

Для выбранного ОПН, $U_{\text{ост.ном}} = 197 \text{ кВ.}$

$$U_{\text{ост.ном}} < U_{\text{ост.к}} \quad (46)$$

$$197 < 286,38 \text{ кВ.}$$

Выбор по длине утечки внешней изоляции ОПН:

Согласно ГОСТ 9920-89 для района с первой степенью загрязненностью окружающей среды для подстанционного оборудования длина пути утечки должна быть не менее, $l_{\text{утеч}} = 200 \text{ см}$

Для выбранного ограничителя перенапряжения $l_{\text{утеч.ном}} = 315 \text{ см}$

Сравнение каталожных и расчетных данных для ограничителя перенапряжения представлено в таблице 27.

Таблица 27 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3

1	2	3
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$U_{н.р.ном} = 77 \text{ кВ}$	$U_{н.р.д} = 76,38 \text{ кВ}$	$U_{н.р.д} \leq U_{н.р.ном}$
$I_{в.б} = 40 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{п0} = 1,038 \text{ кА}$	$I_{в.б} > 1,2 \cdot I_{п0}$
$t_{опн} = 10 \text{ сек}$	$t_{кз} = 4 \text{ сек}$	$t_{опн} > t_{кз}$
$U_{ост.гр.ном} = 264$	$U_{ост.гр} = 295$	$U_{ост.гр.ном} < U_{ост.гр}$
$U_{ост.ном} = 197$	$U_{ост.к} = 268,38$	$U_{ост.ном} < U_{ост.к}$
$I_{утеч.ном} = 315 \text{ см}$	$I_{утеч} = 200 \text{ см}$	$I_{утеч.ном} > I_{утеч}$

Как видно из результатов выбранный ограничитель перенапряжения соответствует данным условиям.

На стороне СН был выбран ограничитель перенапряжения ОПН-П-35/40,5/2 УХЛ1, проверка проводится аналогично той что была проведена ранее для стороны ВН.

Наиболее длительно допустимое рабочее напряжение в электрической сети определяется по формуле:

$$U_{н.р.д} = 1,05 \cdot \frac{40,5}{\sqrt{3}} = 24,55 \text{ кВ.}$$

Максимальное значение напряжения при однофазном кз на шинах ОРУ определяется по формуле:

$$U_{н.р} = 1,15 \cdot \frac{35}{\sqrt{3}} = 23,24 \text{ кВ.}$$

$$U_{н.р} = 1,4 \cdot 23,24 = 32,54 \text{ кВ.}$$

Кратность перенапряжения определяется по формуле:

$$\frac{32,54}{40,5} = 0,803;$$

$t_{\text{ОПН}} = 14400 \text{ с}$ – время в течении которого выдерживается перенапряжение для выбранного ОПН

$t_{\text{кз}} = 4 \text{ с}$ – значение средней длительности при одноступенчатом отключении однофазного кз

Остаточное напряжение при грозовом импульсе с амплитудой 5 кА для ОПН работающих в сетях 35 кВ не должно превышать 130 кВ

Для выбранного ОПН, $U_{\text{ост.гр.ном}} = 118 \text{ кВ}$.

Защитный уровень при коммутационных перенапряжениях определяется по формуле:

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 0,9 \cdot 1,35 \cdot 85}{1,2} = 121,71 \text{ кВ}.$$

Согласно ГОСТ 9920-89 для района с первой степенью загрязненностью окружающей среды для подстанционного оборудования длина пути утечки должна быть не менее, $l_{\text{утеч}} = 75 \text{ см}$

Для выбранного ограничителя перенапряжения $l_{\text{утеч.ном}} = 155 \text{ см}$

Сравнение каталожных и расчетных данных для ограничителя перенапряжения представлено в таблице 28.

Таблица 28 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$U_{н.р.ном} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{н.р.д} = 24,55 \text{ кВ}$	$U_{н.р.д} \leq U_{н.р.ном}$
$I_{в.б} = 40 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{п0} = 3,44 \text{ кА}$	$I_{в.б} > 1,2 \cdot I_{п0}$
$t_{ОПН} = 14400 \text{ сек}$	$t_{кз} = 4 \text{ сек}$	$t_{ОПН} > t_{кз}$
$U_{ост.гр.ном} = 118 \text{ кВ}$	$U_{ост.гр} = 130 \text{ кВ}$	$U_{ост.гр.ном} < U_{ост.гр}$
$U_{ост.ном} = 104 \text{ кВ}$	$U_{ост.к} = 121,71 \text{ кВ}$	$U_{ост.ном} < U_{ост.к}$
$I_{утеч.ном} = 155 \text{ см}$	$I_{утеч} = 75 \text{ см}$	$I_{утеч.ном} > I_{утеч}$

Как видно из результатов выбранный ограничитель перенапряжения соответствует данным условиям.

На стороне НН был выбран ограничитель перенапряжения ОПНп-10/550/12 УХЛ1, проверка проводится аналогично той что была проведена ранее для сторон ВН и СН.

Наиболее длительно допустимое рабочее напряжение в электрической сети определяется по формуле:

$$U_{н.р.д} = 1,05 \cdot \frac{12}{\sqrt{3}} = 7,275 \text{ кВ.}$$

Максимальное значение напряжения при однофазном кз на шинах ОРУ определяется по формуле:

$$U_{н.р} = 1,15 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = 6,64 \text{ кВ.}$$

$$U_{н.р} = 1,4 \cdot 6,64 = 9,3 \text{ кВ.}$$

Кратность перенапряжения определяется по формуле:

$$\frac{9,3}{12} = 0,775;$$

$t_{опн} = 14400 \text{ с}$ – время в течении которого выдерживается перенапряжение для выбранного ОПН

$t_{кз} = 4 \text{ с}$ – значение средней длительности при одноступенчатом отключении однофазного кз

Остаточное напряжение при грозовом импульсе с амплитудой 5 кА для ОПН работающих в сетях 10 кВ не должно превышать 45 кВ

Для выбранного ОПН, $U_{ост.гр.ном} = 118 \text{ кВ.}$

Защитный уровень при коммутационных перенапряжениях определяется по формуле:

$$U_{ост.к} = \frac{\sqrt{2} \cdot 0,9 \cdot 1,35 \cdot 35}{1,2} = 50,116 \text{ кВ.}$$

Согласно ГОСТ 9920-89 для района с первой степенью загрязненностью окружающей среды для подстанционного оборудования длина пути утечки должна быть не менее, $l_{утеч} = 22 \text{ см}$

Для выбранного ограничителя перенапряжения $l_{утеч.ном} = 35,5 \text{ см}$

Сравнение каталожных и расчетных данных для ограничителя перенапряжения представлено в таблице 29.

Таблица 29 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$U_{н.р.ном} = 12 \text{ кВ}$	$U_{н.р.д} = 7,275 \text{ кВ}$	$U_{н.р.д} \leq U_{н.р.ном}$
$I_{в.б} = 10 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{п0} = 2,231 \text{ кА}$	$I_{в.б} > 1,2 \cdot I_{п0}$
$t_{ОПН} = 14400 \text{ сек}$	$t_{кз} = 4 \text{ сек}$	$t_{ОПН} > t_{кз}$
$U_{ост.гр.ном} = 35,6 \text{ кВ}$	$U_{ост.гр} = 45 \text{ кВ}$	$U_{ост.гр.ном} < U_{ост.гр}$
$U_{ост.ном} = 29,7 \text{ кВ}$	$U_{ост.к} = 50,116 \text{ кВ}$	$U_{ост.ном} < U_{ост.к}$
$I_{утеч.ном} = 35,5 \text{ см}$	$I_{утеч} = 22 \text{ см}$	$I_{утеч.ном} > I_{утеч}$

Как видно из результатов выбранный ограничитель перенапряжения соответствует данным условиям.

5.8 Выбор высокочастотных заградителей.

Высокочастотные заградители представляют собой фильтр для поддержания определенного значения высокочастотных параметров, также ВЧ-заградители служат для создания канала связи по высоковольтным линиям электропередачи.

Высокочастотные заградители устанавливаются, как на одну фазу, так и на две или на три, зависит это от направления ВЧ связи. Выбор ВЧ-заградителей производим по номинальным и ударным токам

Для ВЛ 110 кВ был выбран ВЗ-630-0,5 У1

Для ВЛ 35 кВ был выбран аналогичный ВЗ-630-0,5 У1

Значение максимального тока и термической стойкости берем те же что и для выключателей.

Сравнение каталожных данных и расчетных данных для ВЧ-заградителей на ВН и СН представлены в таблицах 30 и 31 соответственно.

Таблица 30 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ВЧ на стороне ВН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 38 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{пред.скв} = 41 \text{ кА}$	$i_{уд} = 1.966 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$ВДОП = 256 \text{ кА}^2\text{с}$	$ВК = 0.37 \text{ кА}^2\text{с}$	$ВК \leq ВДОП$

Таблица 31 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ВЧ на стороне ВН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 40 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{пред.скв} = 41 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6.52 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$ВДОП = 256 \text{ кА}^2\text{с}$	$ВК = 5.736 \text{ кА}^2\text{с}$	$ВК \leq ВДОП$

6 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

6.1 Заземление подстанции

Главным источником угрозы для человека является электрический ток. Находясь вблизи или при прямом контакте с токоведущими частями, через тело человека протекает электрический ток, который зависит от разности потенциалов, мощности источника и сопротивления тела человека.

Все части металлических конструкций на подстанции должны быть заземлены. Так при повреждении изоляции в первую очередь в опасности находится персонал и дорогостоящее оборудование.

На подстанции также присутствует оборудование, которое не может работать без заземления и к нему подводится рабочее заземление. Это связано с необходимостью заземления нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек.

Согласно ПУЭ, заземляющее устройство электроустановок сети с эффективно заземлённой нейтралью 110 кВ выполняется с учётом сопротивления $R_3 = 0,5 \text{ Ом}$ или допустимого напряжения прикосновения.

Расчёт по допустимому сопротивлению $R_3 = 0,5 \text{ Ом}$ приводит к неоправданному перерасходу проводникового материала и трудозатрат при сооружении заземляющих устройств. Опыт эксплуатации распределительных устройств 110 кВ. и выше позволяет перейти к нормированию напряжения прикосновения, а не величины R_3 .

Сложный заземлитель заменяется расчётной квадратной моделью при условии равенства их площадей S , общей длины горизонтальных проводников, глубины их заложения t , числа и длины вертикальных заземлителей и глубины их заложения.

Защита оборудования от прямых ударов молнии и перенапряжениях выполняется с помощью ОПН или вентильных разрядников. Которые необходимо иметь связь с заземлением. Также молниеотводы необходимо соединять с сеткой заземления в двух местах, для осуществления растекания

тока от перенапряжения в разных напряжениях. Для избегания перегрева электродов.

Заземление всей территории подстанции выполняется в виде сетки состоящей из горизонтальных и вертикальных электродов причем вертикальные электроды должны заглублять ниже уровня промерзания грунта для соблюдения максимального возможного сопротивления 0,5 Ом[14].

Расчет заземления производится для определения параметров ячеек сетки, глубины установки и проверки металлических конструкций на термическую стойкость. Также необходимо проверить стойкость к коррозионным свойствам электродов, для того чтобы заземление отработало весь требуемый срок эксплуатации

Произведем расчет заземления подстанции «Полярково». Контур сетки заземления располагаем на расстоянии не менее 1-1,5 м от оборудования, чтобы человек при прикосновении к аппарату не мог находиться за его пределами.

Площадь использования под заземлитель, м²:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \quad (47)$$

где А и В– ширина и длина территории, занимаемой заземлителем, м.

$$S = (60 + 2 \cdot 1,5) \cdot (30 + 2 \cdot 1,5) = 2079 \text{ м}^2.$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков диаметром, равным d=10 мм.

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{\text{М.П.}} = \pi \cdot R^2 \quad (48)$$

где R – радиус горизонтальных и вертикальных проводников, мм.

$$F_{\text{М.П.}} = 3,1416 \cdot 5^2 = 78,54 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{\text{Т.С.}} = \sqrt{\frac{I^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (49)$$

$$F_{\text{Т.С.}} = \sqrt{\frac{2300^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 13,745 \text{ мм}^2.$$

где $T = t_{01} = 0,3$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

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

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{\text{КОР}} = \pi \cdot S_{\text{СР}} \cdot (d + S_{\text{СР}}) \quad (50)$$

$$S_{\text{СР}} = \alpha_k \cdot \ln^3 T + \alpha_k \cdot \ln^2 T + \alpha_k \cdot \ln T + \alpha_k \quad (51)$$

где a_k, b_k, c_k, α_k – справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта;

$T = 240$ мес. – время использования заземлителя за 40 лет.

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

$$S_{\text{СР}} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,0092 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,781;$$

$$F_{КОР} = 3,1416 \cdot 0,781 \cdot (10 + 0,781) = 26,45 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{м.п} \geq F_{\min} \geq F_{кор} + F_{м.с}; \quad (52)$$

$$F_{м.п} = 78,54 \geq F_{\min} = 40,195 \text{ мм}^2.$$

Условие выполняется, поэтому оставляем выбранный диаметр прутков.

Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{п-п} = 5 \text{ м}$.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot S}{l_{п-п}} \quad (53)$$

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot 2079}{5} = 832 \text{ м}.$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{Г}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad (54)$$

$$m = \frac{832}{2 \cdot \sqrt{2079}} - 1 = 8,124;$$

Принимаем: $m=8$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} \text{ м}; \quad (55)$$

$$\frac{\sqrt{2079}}{8} = 6 \text{ м.}$$

При этом должно соблюдаться условие:

$$1,25 \leq a \leq 40 \quad ; \quad (56)$$

$$1,25 \leq 5,7 \leq 40;$$

Величина a удовлетворяет данному условию.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad (57)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2079} \cdot (8 + 1) = 820,7 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем: $l_B = 5 \text{ м}$ - длина вертикального электрода;

$$a = 20 \text{ м}$$

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (58)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{2079}}{20} = 9,12;$$

Принимаем: $n_B = 10$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right) \quad (59)$$

где $\rho_{\text{ЭР}}$ -эквивалентное удельное сопротивление грунта

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли:

$$h_3 = 0 \div 0,1 \cdot \sqrt{S} \text{ м}; \quad (60)$$

$$h_3 = 0 \div 10 \text{ м};$$

Принимаю: $h_3 = 0,7 \text{ м}$.

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (61)$$

где ρ_1, ρ_2 –удельное электрическое сопротивление верхнего и нижнего слоёв грунта, Ом/м;

k – коэффициент:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_B} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (62)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_B} \right) \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (63)$$

Исходя из того, что $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{40}{30} = 1,3$ расчёт коэффициента k производим по формуле:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{0,5}{5} \right) = 0,1 ;$$

Теперь определяем:

$$\rho_{\text{э}} = 30 \cdot \left(\frac{40}{30} \right)^{0,1} = 30,8 \text{ Ом/м.}$$

Вычисляем расчётное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя:

$$R = 30,8 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{2079}} + \frac{1}{820,7 + 10 \cdot 5} \right) = 0,306 \text{ Ом.}$$

A_{min} - коэффициент подобия, зависит от отношения: $\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{2079}} = 0,11;$

Принимаем: $A_{\text{min}} = 0,4.$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_3 + 320) \cdot (I_M + 45)}} ; \quad (64)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2079}}{(30,8 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,363;$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{и} = R \cdot \alpha_{и} \quad (65)$$

$$R_{и} = 0,306 \cdot 1,363 = 0,417 \text{ Ом.}$$

Условие $R_{и} < 0,5$ выполняется.

6.2 Молниезащита подстанции

На территории подстанции устанавливают молниеприемники, так как это обеспечивает защиту от прямых попаданий молний. Молниеприемники устанавливаются различной длины, располагающиеся выше защищаемого объекта, тем самым притягивая к себе удар молнии и отводя его в землю, что позволяет продолжать работу оборудования без перебоев. Обеспечение защиты от прямых ударов молнии является неотъемлемой частью обеспечения безопасности оборудования.

В соответствии с Руководящими указаниями по защите электростанций и подстанций 3-500 кВ от прямых ударов молнии (ПУМ) и грозовых волн, набегающих с линий электропередачи, защите подлежат следующие объекты, расположенные на их территории:

- а) открытые распределительные устройства (ОРУ), включая шинные мосты и гибкие связи;
- б) здания машинного зала и закрытые распределительные устройства (ЗРУ);
- в) здания маслохозяйства.

Молниеотводы состоят из следующих элементов:

- молниеприемник;
- несущая конструкция;
- токоотвод;
- заземлитель.

Молниеприемник непосредственно принимает на себя прямой удар молнии, в связи с чем он должен надежно противостоять механическим и термическим воздействиям тока и высокотемпературного канала молнии.

Материалом для изготовления молниеприемника является прокатная сталь любого профиля сечения не менее 100 мм² длиной не более 2,5 м.

Несущая конструкция несет в себе молниеприемник и токоотвод, объединяя все элементы молниеотвода в единую, механически прочную конструкцию. Вместе с тем в энергетике получили широкое применение конструкции молниеотводов, имеющие деревянные, железобетонные и металлические опоры.

Молниеприемник с заземлителем соединяется токоотводом и служит он для пропускания тока молнии от молниеприемника к заземлителю. В связи с этим производится его расчет на электродинамические и тепловые воздействия, связанные с протеканием по нему тока молнии. Токоотводы у молниеотводов, имеющих деревянные опоры, изготавливаются различного профиля с сечением, достаточным для прохождения полного тока молнии, в подобных случаях рекомендованно применять круглую сталь диаметром не менее 6 мм², угловую сталь сечением не менее 48 мм² и толщиной стенки 4 мм.

Заземлители молниеотводов требуются для отвода тока молнии в землю. Принимая во внимание грозоупорность электроустановок, сопротивления заземлителей не должно превышать 10-15 Ом.

Сварка применяется для соединения отдельных частей токоотвода между собой и с молниеприемником, и заземлителем в цельную конструкцию. Окрасивание токоотводов производится в целях антикоррозийной защиты.

Молниеотводы располагаются обычно на опорах линейных порталов, прожекторных мачтах, крышах зданий. Допускается установка и отдельно

стоящих молниеотводов в виде цельных железобетонных и металлических конструкций без растяжек. В последнем случае металлоконструкция порталов и мачт используются в качестве токоотводов.

Защитное действие молниеотвода основывается на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. В связи с этим, сооружение которое находится ниже молниеотвода подвергается защите и практически не поражается молнией, при условии нахождения внутри зоны защиты молниеотвода.

Зоной защиты молниеотвода определена часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты, по мере продвижения внутрь зона, надежность защиты увеличивается.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов, представляющей собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода представляет собой круговой конус.

Нормируется два вида зон защиты:

- зона А – с надежностью не менее 0,995;
- зона Б – с надежностью не менее 0,95.

Выбор того или иного типа зоны защиты зависит от категории защищаемого объекта по взрыво- и пожаробезопасности, согласно ПУЭ.

Расчет молниезащиты следует начинать с определения числа ударов молнии в год, воздействующих на защищаемый объект при отсутствии молниезащиты.

Ожидаемое количество поражений молнией в год незащищенного объекта определяется по формуле:

$$N = 0,06 \cdot n \cdot (A + 10 \cdot h_x) \cdot (B + 10 \cdot h_x) \cdot 10^{-6} \quad (66)$$

где A, B – соответственно, длина и ширина здания или сооружения, м;

h_x – наибольшая высота здания или сооружения, м;

n – среднегодовое число ударов молнии в 1 км^2 земной поверхности.

Средняя годовая продолжительность гроз в часах для данной местности:

от 40 до 60 ч, следовательно, $n = 50$, таким образом:

$$N = 0,06 \cdot 50 \cdot (30 + 10 \cdot 15) \cdot (60 + 10 \cdot 15) \cdot 10^{-6} = 0,113;$$

Так как $N < 1$, применяем тип зоны защиты Б.

Далее произведем расчет параметров защиты молниеотводов. Высоту молниеприемника принимаем согласно стандартному значению для унифицированной конструкции линейного портала 110 кВ, составляющей 15 метров.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,92 \cdot h \tag{67}$$

$$h_{\text{эф}} = 0,92 \cdot 15 = 13,8 \text{ м}.$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли:

$$r_0 = 1,5 \cdot h \tag{68}$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 15 = 22,5 \text{ м}.$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне защищаемого объекта (линейного портала, высотой 7.8 м):

$$r_x = r \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) \quad (69)$$

где $h_{\text{эф}}$ – высота защищаемого объекта.

$$r_x = 22,5 \cdot \left(1 - \frac{7,8}{13,8} \right) = 9,783;$$

Иные параметры защиты определяются попарно для всех молниеотводов. Так как они все рассчитываются аналогично, приведем пример расчета для молниеотводов, располагающихся на линейном портале 1-2. Наименьшая высота внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами определяется как:

$$h_{\text{cx}} = h_{\text{эф}} - 0,14 \cdot (L - h) \quad (70)$$

где L – расстояние между молниеотводами.

$$h_{\text{cx}} = 13,8 - 0,14 \cdot (24,6 - 15) = 12,5$$

Половина ширины внутренней зоны защиты для типа Б равна r_0 .

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта определяется по формуле:

$$r_{\text{cx}} = r_{c0} \cdot \frac{h_{\text{cx}} - h_x}{h_{\text{cx}}} \quad (71)$$

$$r_{\text{cx}} = 22,5 \cdot \frac{12,5 - 7,8}{12,5} = 8,4$$

По окончании расчета всех молниеприемников строится общая картина зоны защиты для указанного объекта, расчеты для парных молниеприемников приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Расчет молниезащиты

Номера молниеприемнико в	L,м	h _{сх} ,м	r _{сх1} ,м	r _{сх2} ,м
1	2	3	4	5
1-2	24.6	12.5	8.4	12.5
2-3	10.5	14.4	10.3	13.7
3-4	7.5	14.8	10.7	14
4-5	10.5	14.4	10.3	13.7
5-6	24.6	12.5	8.4	12.5
6-1	27	12.1	8	12.1

7 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА НА БАЗЕ «СИРИУС-ТЗ»

Защита сетей до 1 кВ базируется на применение разного рода устройств, которые предназначены для мгновенного отключения поврежденного участка сети от напряжения плавких предохранителей, автоматические устройства в таких сетях основываются на использование простейших станций управления или автоматических воздушных выключателей. Для защиты трансформаторов со стороны 10 кВ также используются плавкие предохранители.

Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-ТЗ» (в дальнейшем – устройство), предназначено для выполнения функций основной защиты трехобмоточного (либо двухобмоточного с расщепленной обмоткой) трансформатора или автотрансформатора с высшим напряжением 35-220 кВ. Также возможно использование в качестве дифференциальной защиты двоярного реактора, мощного синхронного двигателя или в качестве продольной дифференциальной защиты ошиновки с тремя присоединениями. Содержит подменную МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН с внешним комбинированным пуском напряжения.

Устройство предназначено для установки на панелях и в шкафах в релейных залах и пультах управления электростанций и подстанций 35-220 кВ.

7.1 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора

Блоки микропроцессорной защиты СИРИУС-ТЗ используются для защиты трехобмоточного трансформатора.

Трансформаторы тока с погрешностью не более 10 % используются для получения исходных данных приходящих на терминал релейной защиты.

Первичные токи обмоток трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (72)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;
 $U_{\text{НОМ}}$ - номинальное напряжение ступени

$$I_{\text{НОМ}110} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50.2 \text{ А.}$$

$$I_{\text{НОМ}35} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 156 \text{ А.}$$

$$I_{\text{НОМ}10} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,9 \text{ А.}$$

Номинальные коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$k_I = \frac{I_{\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}} \quad (73)$$

где $I_{2\text{НОМ}}$ -номинальный ток, протекающий во вторичной обмотке ($I_{2\text{НОМ}}=5$

А)

$$k_{I1} = \frac{100}{5} = 20;$$

$$k_{I2} = \frac{200}{5} = 40;$$

$$k_{I3} = \frac{1500}{5} = 300;$$

Номинальные токи во вторичных цепях:

$$I_{\text{В.НОМ}} = \frac{k_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{НОМ}}}{k_{\text{I}}} \quad (74)$$

где $k_{\text{СХ}}$ -коэффициент схемы соединения обмоток трансформатора.

$$I_{\text{В.НОМ1}} = \frac{1 \cdot 50,2}{20} = 2,51 \text{ А} .$$

$$I_{\text{В.НОМ2}} = \frac{1 \cdot 384,9}{40} = 9,6 \text{ А} .$$

$$I_{\text{В.НОМ3}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 549,9}{300} = 3,175 \text{ А} .$$

Результаты расчетов приведены в таблице 33.

Таблица 33 – Расчет параметров ТТ

Параметры трансформатора тока	Результаты расчёта		
	ВН	СН	НН
1	2	3	4
Первичный номинальный ток трансформатора, А	50,2	156	549,9
Схема соединения трансформатора тока	Y	Y	Δ
Коэффициент схемы	1	1	$\sqrt{3}$
Коэффициент трансформации	100/5	200/5	1500/5
Вторичные токи, А	2,51	9,6	3,2

Расчитанные базисные токи сторон проверяем на попадание в допустимый диапазон выравнивания, определяемый номинальным током входа устройства. Для $I_{\text{ном}} = 5 \text{ А}$ базисные токи должны входить в диапазон: (1,01 – 10,00) А. Значения 2,51; 9,6 и 3,2 укладываются в указанный диапазон.

7.2 Расчет уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ–1)

Производим отстройку от срабатывания при КЗ на стороне НН

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}} \geq 3K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}(1)} \cdot I_{\text{кз.внеш}*} \quad (75)$$

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

$K_{\text{нб}(1)}$ - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ ($K_{\text{нб}(1)} = 0,7$);

$I_{\text{кз.внеш}*}$ - отношение тока КЗ к номинальному току трансформатора:

$$I_{\text{кз.внеш}*} = \frac{I_{\text{кз}}}{I_{\text{ном}}}; \quad (76)$$

$I_{\text{кз.внеш}}$ - Расчетный ток максимального внешнего КЗ приведенный к номинальному току трансформатора ($I_{\text{кз.внеш.ВН}} = A$);

$I_{\text{ном}}$ - номинальный ток трансформатора ($I_{\text{ном.ВН}} = A$);

Отстройка от срабатывания при КЗ на стороне НН:

$$I_{\text{кз.внеш}*} = \frac{168}{50.2} = 3.34 \text{ A}$$

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}} \geq 1,2 \cdot 0,7 = 2.8 \text{ A.}$$

Принимаем уставку диф. отсечки $I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}} = 3$.

7.3 Расчет уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ–2)

Базовая уставка ступени $I_{\Delta 1} / I_{ном}$ согласно принимается 0,4 для обеспечения чувствительности к полным витковым замыканиям в переплетенных обмотках и к межкатушечным замыканиям в любых обмотках.

Определяем дифференциальный ток, вызванный протеканием по защищаемому трансформатору сквозного тока:

$$I_{\text{диф}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{скв}} \quad (77)$$

где $K_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки ($K_{\text{отс}} = 1,3$);

$K_{\text{пер}}$ - коэффициент, учитывающий переходной режим ($K_{\text{пер}} = 2,0$);

$K_{\text{одн}}$ - коэффициент однотипности трансформатора тока ($K_{\text{одн}} = 1,0$);

ε - относительное значение полной погрешности ТТ в установившемся режиме ($\varepsilon = 0,1$);

$\Delta U_{\text{РПН}}$ - полный размах РПН ($\Delta U_{\text{РПН}} = 16\%$);

$\Delta f_{\text{доб}}$ - метрологическая погрешность ($\Delta f_{\text{доб}} = 0,04$);

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

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{доб}})} \quad (78)$$

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04)} = \sqrt{1 - 0,4} = 0,77 ;$$

Чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$K_{ТОРМ} \geq 100 \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{доб}) / K_{сн.м}, \quad (79)$$

$$K_{ТОРМ} \geq 100 \cdot 1,3 \cdot (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) / 0,77 = 68 ;$$

Принимаем уставку $K_{торм} = 68 \%$

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически по выражению:

$$I_{Т1} / I_{НОМ} = (I_{д1} / I_{НОМ}) \cdot 100 / K_{ТОРМ}, \quad (80)$$

$$I_{Т1} / I_{НОМ} = 0,4 \cdot 100 / 68 = 0,6.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики выбирается в пределах 1,5-2. Принимаем $I_{Т11} / I_{НОМ} = 1,7$

Уставка блокировки от второй гармоники рекомендуются 0,12-0,15.

Принимаем $I_{Т11} / I_{НОМ} = 0,13$.

Первичный ток срабатывания защиты при отсутствии торможения:

$$I_{с.з} = I_{НОМ} \cdot (I_{д1} / I_{НОМ}), \quad (81)$$

$$I_{с.з} = 50,2 \cdot 0,4 = 20,8 \text{ А.}$$

7.4 Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3)

Уставка по току выбирается меньшая, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{д1} / I_{НОМ}$), а уставка по времени порядка

нескольких секунд. Что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Рекомендуемые значения $I_{\text{от}} / I_{\text{ном}} = 0,1$; $T, c = 10$.

В устройстве «Сириус-ТЗ» контролируется перегрузка по току в трёх обмотках трансформатора.

Уставка сигнала перегрузки принимается равной:

$$I_{\text{с.з.п}} = K_{\text{отс.п}} \cdot I_{\text{ном}} / K_B \quad (82)$$

Расчетные значения уставки защиты от перегрузки:

Сторона ВН:

$$I_{\text{с.з.пВН}} = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 2,51 / 0,95 = 2,913 \text{ А.}$$

Сторона СН:

$$I_{\text{с.з.пСН}} = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 9,6 / 0,95 = 11,141 \text{ А.}$$

Сторона НН:

$$I_{\text{с.з.пНН}} = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 3,2 / 0,95 = 3,714 \text{ А.}$$

7.5 Максимальная токовая защита

Для расчёта уставок ток КЗ необходимо принять в максимальном и минимальном режиме. Для этого примем max ток КЗ – трехфазного короткого замыкания, а в min ток КЗ – двухфазного короткого замыкания.

Произведем выбор уставок на шинах 35 кВ.

Расчёт МТЗ с пуском по напряжению выполняется по данной последовательности:

1. Отстройка по току нагрузки:

$$I_{c.3} = \frac{k_H \cdot k_3}{k_B} \cdot I_{\text{НОМ.СН}} \quad (83)$$

где k_H - коэффициент надежности;

k_3 - коэффициент запаса;

k_B - коэффициент возврата выходных реле терминала.

$$I_{c.3} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 156 = 256,168 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{c.3} = 256,168 \text{ А.}$

3. Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.3} \cdot k_{cx}}{k_{ТТ}} \quad (84)$$

где k_{cx} - коэффициент схемы подключения трансформатора тока;

$k_{ТТ}$ - коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$I_{c.p} = \frac{256,168 \cdot 1}{100/5} = 12,808 \text{ А.}$$

Округлять в меньшую сторону нельзя.

Принимаем $I_{c.p} = 12,808 \rightarrow I_{c.3} = 256,168 \text{ А}$

$$I_{MT335} = 256,168 \text{ А.}$$

Отстройка для возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{c.з} \leq \frac{U_{\min}}{k_{\text{отс}} \cdot k_B} \quad (85)$$

где U_{\min} - междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ, выбираем 0,85 от $U_{\text{ном}}$;

Согласно рекомендациям [19]

$k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, равен 1,2.

$$\frac{0,85 \cdot 35000}{1,2 \cdot 1,2} = 20659,7 \text{ В.}$$

5. Отстройка от напряжений самозапуска при включении АПВ или АВР заторможенных двигателей:

$$U_{c.з} \leq \frac{U_{\text{зап}}}{k_{\text{отс}}} \quad (86)$$

где $U_{\text{зап}}$ - междуфазное напряжение в месте установки ПОН в условиях самозапуска заторможенных двигателей при включении их от АПВ или АВР, $0,7 \cdot U_{\text{ном}}$, В.

$$\frac{0,7 \cdot 35000}{1,2} = 20416,7 \text{ В.}$$

Принимаем для пункта 4 и 5 $U_{c.з} = 20416 \text{ В.}$

Произведем выбор уставок на шинах 6 кВ.

Расчёт МТЗ с пуском по напряжению выполняется по данной

последовательности:

1. Отстройка по току нагрузки:

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 549,9 = 902,994 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{сз} = 902,994 \text{ А.}$

2. Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{902,994 \cdot \sqrt{3}}{1500/5} = 5,213 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{с.р} = 5,213 \rightarrow I_{с.з} = 902,994 \text{ А}$

$$I_{МТЗ6} = 902,994 \text{ А}$$

4. Отстройка для возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{сз} \leq \frac{0,85 \cdot 10000}{1,2 \cdot 1,2} = 5903 \text{ В.}$$

5. Отстройка от напряжений самозапуска при включении АПВ или АВР заторможенных двигателей:

$$U_{сз} \leq \frac{0,7 \cdot 10000}{1,2} = 5833 \text{ В.}$$

Принимаем для пункта 4 и 5 $U_{сз} = 5833 \text{ В.}$

Отстройка от тока нагрузки шины 110 кВ:

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 50,2 = 82,434 \text{ А}.$$

$$I_{ср} = \frac{82,434 \cdot 1}{100/5} = 4,122 \text{ А}.$$

Принимаем $I_{с,р} = 4,122 \rightarrow I_{с,з} = 82,434 \text{ А}$

$$I_{МТЗ110} = 82,434 \text{ А}.$$

7.6 Газовая защита

Газовая защита неотъемлемая часть защиты трансформатора, принцип ее действия очень прост. В зависимости от разных повреждений и ненормальных режимов работы образуется разное количество газа. Что позволяет распознать причину появления, определенного количества газа и прибегнуть к мерам по ее устранению.

При работе трансформатора его нормальная температура постоянно меняется от нагрузки что также приводит к нагреву масла, при не больших температурах, объем изменения масла не велик для этого на трансформаторах устанавливаются расширительный бак, в который по мере изменения температуры компенсирует излишне давление в трансформаторе. При ненормальных режимах работы трансформатора температура поднимается намного выше нормальной что приводит к еще большему образованию давления внутри трансформатора для этого устанавливают газовое реле. В газовом реле устанавливаются два поплавка, один из которых верхний предназначен для сигнала и улавливает поток газа при нормальном изменении давления. Второй нижний поплавок заполнен маслом и при межвитковых замыканиях давление возрастает с большой силой и стремится вырваться к самой верхней точке проходя через реле замыкает контакты и падает сигнал на отключение.

7.7 Защита от перегрузки

Уставки на каждой из сторон:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс}}{K_{возв}} \cdot I_{ном}; \quad (87)$$

где $K_{отс} = 1,05$ (для терминалов фирмы «Сириус»);

$K_{возв} = 0,95$.

$$I_{сз(вн)} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 50,2 = 55,484 \text{ А.}$$

$$I_{сз(сн)} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 156 = 172,421 \text{ А.}$$

$$I_{сз(нн)} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 549,9 = 607,784 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле:

$$I_{втор.п} = \frac{k_{сх} \cdot I_{сз.п}}{n_{тВН}} \quad (88)$$

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{втор.п.В} = \frac{1 \cdot 55,484}{100/5} = 2,774 \text{ А.}$$

На стороне СН трансформатора:

$$I_{\text{втор.п.С}} = \frac{1 \cdot 172,421}{200/5} = 4,311 \text{ А.}$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{втор.п.Н}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 607,784}{1500/5} = 2,026 \text{ А.}$$

Защита выполнена с действием на сигнал, если ПС с дежурным персоналом и с действием на отключение 10-20 с без персонала.

7.8 Устройства автоматического включения резерва

Устройства переназначен для быстрого включения резервных линий электропередачи, для восстановления электроснабжения потребителей.

На подстанции молодежная работа каждого трансформатора осуществляется на свою секцию шин, секционный выключатель нормально выключен. Необходимо определить минимально напряжения для срабатывания АВР и включения секционного выключателя.

$$U_{\text{с.з.}} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{\text{ном.}} \quad (89)$$

$$U_{\text{с.з.}} = 0,4 \cdot 10000 = 400 \text{ В.}$$

Выдержка времени для срабатывания АВР отстраивается от МТЗ что защита штатно отработала защиту отходящих линий.

$$t_{\text{АВР}} = 1,025 + 0,5 = 1,525 \text{ с.}$$

Выдержка времени АВР выбрана таким образом, чтобы обеспечить не действие устройства при кратковременном исчезновении или снижении напряжения на резервируемом элементе из-за возникновения КЗ в сети, до отключения этих повреждений.

8 РАСЧЕТ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ В РЕКОНСТРУКЦИЮ ПС

Для определения целесообразности затрат перед началом работ и составления смет на приобретение оборудования производится расчет капиталовложений. Также необходимо произвести расчет необходимых затрат на электроэнергию, которая потребляется из сети, будем производить сравнение затрат на обслуживание до реконструкции, при старом оборудовании с низким уровнем надежности и повышением числом отказов, и затраты на эксплуатацию и обслуживание нового оборудования, установленного на подстанции «Поярково».

8.1 Расчет капитальных вложений

Расчет производим по укрупненным показателям с использованием коэффициента инфляции на 2020 год ($K_{инфл} = 4,57$) [12].

Капиталовложения при реконструкции ПС включают в себя затраты на покупку трансформаторов, реконструкцию распределительных устройств и постоянная часть затрат, которая при реконструкции принимается в процентные части от полной суммы на сооружения нового элемента сети.

$$K_{ПС} = (K_{ЗРУ} + K_{пост} + K_{ОРУ} + K_{тр}) \cdot K_{П} \cdot K_{З}, \quad (91)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{ОРУ}$ – стоимость ОРУ, зависящая от схемы РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{ЗРУ}$ – стоимость КРУ, зависящая от схемы РУ и от количества ячеек;

$K_{пост}$ – постоянная часть затрат.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 5,29$ и коэффициента зоны $K_{зон} = 1,5$ который зависит удаленности территории размещения [12].

Суммарная стоимость всех затрат приведена в таблице 34.

Таблица 34 - Суммарная стоимость затрат

Тип затрат	Цена затрат, тыс. руб.	Количество оборудования	Общая стоимость затрат, тыс. руб.
ТДТН-10/110	5300	2	10600
Ячейка ОРУ 110 кВ	6300	2	12600
Ячейка ОРУ 35 кВ	2000	3	6000
Ячейка КРУ 10 кВ	700	19	13300
Переустройство РУ	1000		1000
Итого	18900		48700

$$K_{ПС} = (10600 + 1000 + 13300 + 18600) \cdot 5.29 \cdot 1.5 = 345172.5 \text{ тыс.руб.}$$

8.3 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки рассчитываются на один год, в течение которого будет предусмотрены необходимые расходы на эксплуатацию и ремонт оборудования, затраты на передачу электроэнергии и амортизационные отчисления.

Издержки находят по формуле:

$$И = И_{АМ} + И_{РЭО} + И_{\Delta W}, \quad (92)$$

где $И_{АМ}$ – издержки на амортизационные отчисления;

$И_{РЭО}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$И_{\Delta W}$ – затраты на передачу электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт:

Амортизационные отчисления – накопление средств для покупки и замены устаревшего оборудования.

$$И_{АМ} = \frac{K}{T_{ср}} \quad (93)$$

где $K_{\text{пс}}$ – капиталовложения в сооружение, руб.;

$T_{\text{ср}}$ – срок службы оборудования, принимается равным двадцати годам.

$$I_{\text{AM}} = \frac{345172.5}{20} = 17258 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки на ремонт и эксплуатацию необходимы для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Они определяются через нормы отчислений и капитальные вложения.

$$I_{\text{ЭР}} = \alpha_{\text{нэоПС}} \cdot K_{\text{ПС}} \quad (94)$$

$\alpha_{\text{нэоПС}}$ - нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ПС

$$\alpha_{\text{нэоПС}} = 0,059.$$

$$I_{\text{ЭР}} = 0,059 \cdot 345172,5 = 20365,17 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (95)$$

где ΔW - потери электроэнергии

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии

Стоимость потерь 1 кВт·ч составляет 2 рубля. Из этого следует что стоимость потерь на реконструируемой подстанции за один год будет составлять 4906 тыс. руб.

Потери в трансформаторах определяются по формуле [3]:

$$\Delta W_{\text{ТР}} = \frac{P^2 + Q^2}{2 \cdot U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ТР}} \cdot T_{\text{max}} + 2 \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot T_{\text{год}}, \quad (96)$$

где P, Q – мощность ПС (нагрузка);

R_{TP} – активное сопротивление трансформатора, Ом;

P_{xx} – потери холостого хода трансформатора, кВт;

T_{max} -время максимальной загрузки трансформатора, ч;

$T_{год}$ -общее количество часов в году, ч.

$$\Delta W_{TP} = \frac{7.42}{2 \cdot 110^2} \cdot 5 \cdot 3600 + 2 \cdot 76 \cdot 8760 = 1331526 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$I_{\Delta W} = 1331526 \cdot 2 = 2663.1 \text{ тыс. руб.};$$

$$I = 17258 + 20365.17 + 2663.1 = 40286,3 \text{ тыс. руб.}$$

8.4 Определение себестоимости

Издержки на собственные нужды подстанции найдем по формуле

$$I_{\text{сн пс.эл.}} = W_{\text{пер}} \cdot \alpha_{\text{сн}} \cdot T_{\text{себ}} \quad (97)$$

$$T_{\text{себ}} = 0,18 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч},$$

где $\alpha_{\text{сн}} = 0,002$ – коэффициент, показывающий величину расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции;

$W_{\text{пер}}$ - мощность, передаваемая подстанцией за год, кВт;

$T_{\text{себ}}$ - себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

Передаваемые мощности подстанцией за год определяется по формуле:

$$W_{\text{пер}} = 7,42 \cdot 8760 = 64910 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

где T_q - число часов работы подстанции в год. $T_q = 8760$ ч.

$$I_{\text{сн пс.эл.}} = 64910 \cdot 0,18 \cdot 0,002 = 23,368 \text{ тыс.руб.}$$

Прочие расходы определяем по формуле

$$I_{\text{пр}} = K_{\Sigma} \cdot \alpha_{\text{пр}} \quad (98)$$

где $\alpha_{\text{пр}}$ - коэффициент прочих расходов по с.н. подстанции ($\alpha_{\text{пр}} = 0,01$.)

Тогда издержки на прочие нужды составят

$$I_{\text{пр}} = 345172,5 \cdot 0,01 = 3451,725 \text{ тыс. руб.}$$

Определим полный расход электроэнергии за год

$$W_{\text{пол}} = W_{\text{пер}} - \Delta W_{\Sigma} \quad (99)$$

$$W_{\text{пол}} = 64910 - 1331,5 = 63578,5 \text{ МВт*ч.}$$

где ΔW_{Σ} - суммарные потери в трансформаторе.

Себестоимость выработки электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W_{\text{пол}}} \quad (100)$$

где $W_{\text{пол}}$ – суммарное электропотребление за год с учетом потерь;

I_{Σ} – годовые затраты, млн. руб.;

Всего годовых затрат, млн. руб.:

$$I_{\dot{a}} = I + I_{\text{сн пс.эл.}} + I_{\text{пр}} \quad (101)$$

где I - эксплуатационные издержки, посчитаны ранее;

$I_{\text{пр}}$ - прочие издержки, посчитаны ранее.

Рассчитаем себестоимость выработки электроэнергии:

$$I_{\Sigma} = 40286.3 + 3451.725 + 23.368 = 43761.393 \text{ тыс.руб.}$$

$$C_{\Sigma} = \frac{43761393}{63578500} = 0.69 \frac{\text{руб}}{\text{кВ} \cdot \text{ч}};$$

Дальнейшим действием определим простой срок окупаемости подстанции. Его можно определить по формуле:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{\Pi_{\text{ч}} + I_{\text{ам}}} \quad (102)$$

где K - капиталовложения;

$\Pi_{\text{ч}}$ - чистая прибыль;

$I_{\text{ам}}$ - амортизационные издержки.

Чистая прибыль определяется по следующей формуле:

$$\Pi_{\text{ч}} = O - I - H \quad (103)$$

$$\Pi_{\text{ч}} = 1077506 - 62454,85 - 215376.29 = 799674,486 \text{ тыс. руб.}$$

где O -доход от полезного отпуска;

И- суммарные издержки;

Н-налог на прибыль.

Налог на прибыль равен:

$$H = 0,2 \cdot (O - И) \quad (104)$$

$$H = 0,2 \cdot (107750600 - 62454,85) = 215376,29 \text{ млн. руб.}$$

Доход от полезного отпуска можно определить по формуле:

$$O = W_{по} \cdot T \quad (105)$$

$$O = 1660 \cdot 64910 = 107750600 \text{ тыс. руб.}$$

где $W_{по}$ - полезный отпуск;

T -средний тариф на передачу электроэнергии. В данном случае - 1660 руб /тыс.кВт*ч.

$$T_{ок} = \frac{499159}{799674,486 + 17258} = 0,62 ;$$

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

9.1 Безопасность проекта

Безопасность при эксплуатации проекта.

Распределительные устройства открытого типа являются крайне небезопасными, но в то же время широко применяются на практике из-за низкой стоимости, долговечности и простоте эксплуатации. Основными недостатками РУ такого типа являются открытые токоведущие части, которые при аварийных ситуациях и безответственной работе персонала может привести к серьезным последствиям. Поэтому применяются особые требования к персоналу при эксплуатации открытых распределительных устройств.

Также при строительстве РУ должны соблюдаться технические требования, которые предотвращают серьезные последствия при аварийных режимах работы.

На РУ 110 кВ электрооборудование, изоляторы, ограждения, токоведущие части, крепления, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния должны устанавливаться таким образом, чтобы:

1) вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживающему персоналу;

2) при нарушении нормальных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ. Локализация повреждений осуществляется путём снятия напряжения с электроустановки следующим образом: отключение выключателей со всех сторон электроустановки; расхождение подвижных контактов разъединителя (создание видимого разрыва); заземление электроустановки; устранение повреждения;

3) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования. Для этого на территории ОРУ предусмотрена проезжая часть. Для транспортировки силового оборудования (трансформатор, автотрансформатор, реактор) на территорию ОРУ существуют специальные подъезды со стороны установки оборудования;

4) при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонтам без нарушения нормальной работы соседних цепей. С обеих сторон цепи необходимо иметь видимый разрыв, а аппараты и токоведущие части заземлить;

5) безопасность обслуживающего персонала и посторонних лиц должна обеспечиваться выполнением мер защиты, предусмотренных в гл. 1.7, а также следующих мероприятий:

- соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей или путем закрытия, ограждения токоведущих частей;
- применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- применение предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;
- применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений;
- использование средств защиты и приспособлений, в том числе для защиты от воздействия электрического и магнитного полей в электроустановках, в которых их напряженность превышает допустимые нормы;

б) независимо от минимальной температуры должен быть предусмотрен подогрев механизмов приводов масляных и воздушных выключателей, блоков клапанов воздушных выключателей, их агрегатных шкафов, а также других шкафов, в которых применяются аппаратура или зажимы внутренней установки.

При расположении РУ и подстанций в местах, где воздух может

содержать вещества, ухудшающие работу изоляции или разрушающе действующие на оборудование и шины, должны быть приняты меры, обеспечивающие надежную работу установки: применена усиленная изоляция; применены шины из материала, стойкого к воздействию окружающей среды, или покраска их защитным покрытием:

- РУ и подстанции расположены со стороны господствующего направления ветра;
- РУ и подстанции выполнены по наиболее простым схемам;
- Распределительные устройства и подстанции должны быть оборудованы электрическим освещением. Осветительная арматура должна быть установлена таким образом, чтобы было обеспечено ее безопасное обслуживание.

Также, например, расстояние между проводами разных фаз нормируется строго в зависимости от напряжения, что бы во время коротких замыканий не происходило перехлестывания проводов друг на друга, все расстояние необходимо выбирать согласно нормативным документам и ПУЭ. Минимальные расстояний применяемые на ОРУ разного класса напряжений приведены в таблице 35 [8].

Таблица 35 – Минимальные расстояние при проектировке ОРУ

Параметры	110 кВ	35 кВ
1	2	3
Высота линейного портала, м	9,3	7,85
Высота шинного портала, м	11	
Минимальное расстояние от земли до гибких проводов, м	3,6	3,1
От ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, м	1,1	0,485
Расстояние между фазами, м	1	0,44

1	2	3
Расстояния между разъединителем и выключателем, м	3,5	2
Минимальная ширина проезжей части, м	3,5	3,5
Расстояние от центра проезжей части до ближайшего оборудования не менее, м	5	5
Высота внешнего забора ОРУ, м	1,8 – 2,0	1,8 – 2,0

А при эксплуатации и ремонте распределительного устройства, все действия должны выполняться строго указанным, описанным в положении [13]. Все действия, связанные с прикосновением к токоведущим частям должны, производится только после создания видимого разрыва, установки стационарного или переносного заземления и проверки отсутствия напряжения на электрооборудовании.

Оценка вредных и опасных факторов на ПС.

Влажность и температура в помещениях имеют практически главную роль на подстанции.

Опираясь на СанПиН 2.2.4.548-96 [10] микроклимат делится на следующие типы:

1) производственные помещения, в которых производство не связано с тепловыми выделениями. В основном такой тип микроклимата зависит от отопления, вентиляции и климата населенного пункта. В таком типе возможны небольшие перегревания в жаркие летние дни и охлаждения в зимний период при маленьком отоплении;

2) микроклимат в помещениях с сильными тепловыделениями. Это относится к таким помещениям, как горячие и кузнечные цеха, котельные, хлебопекарни и т.д.;

3) производственные помещения с наличием искусственного охлаждения воздуха (например, холодильные камеры);

4) микроклимат, который зависит от общеклиматических и синоптических условий (земледельческие, общестроительные, дорожные работы)

Различные параметры микроклимата осуществляют большое влияние на терморегуляцию человека. Так, например, если в помещении присутствует большая влажность и высокая температура, то происходит перегревание всего организма. И наоборот если присутствуют низкие температуры с большой влажностью, то начинается усиленная теплоотдача с поверхности кожного покрова, что в свою очередь ведет к переохлаждению организма. Достаточно низкая влажность может привести к пересыханию слизистых оболочек работника. Постоянная температура на местах дежурного варьируется в пределах 20-25 °С с влажностью не выше 75 %.

Нельзя чтобы на рабочем месте работника находилось какое-либо оборудование, которое работая, выделяет тепло и усиливает влажность воздуха.

Освещение на рабочем месте. На основании СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03[12] устанавливаются нормированные величины освещенности.

Дежурные в основном работают с приборами на щите управления получая с них всю необходимую им информацию.

Освещение рабочего места дежурного должно освещаться дневным светом(естественным), а ночью необходимо искусственное освещение. Также чаще всего используют совместное освещение.

В СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03[12] содержатся ниже представленные норма освещения: пульты и столы дежурного персонала имеют комбинированную освещённость не менее 400 лк, а если брать одно общее, то 150 лк, а также аварийное – 30лк. Эти нормы соответствуют месту рабочего персонала на ПС.

При помощи люксметра измеряется освещённость на рабочем месте персонала.

Электричество на производстве. В настоящее время на предприятии

большая разновидность электрических установок. В двадцать первом веке уже не так много профессий которые тем или иным образом не затрагивали электричество. Электрический ток – это не только помощь человеку, но еще и он представляет большую угрозу для работника и обывателя.

Травма, вызванная действием электрической дуги и током, представляется как электрическая травма. При поражении током тяжесть травмы будет зависеть от следующих показателей: величины тока, протекающего через тело человека, род напряжения, личные параметры человека и особенности, среды и обстановки, в окружении которых пострадавший находился, виды различных электрических установок и др.

Большинство разных исследователей и ученых, которые изучают область электробезопасности, указывают на действия, которые в свою очередь создают электрический ток, проходящий через тело человека:

- действие, при помощи которого появляются ожоги на отдельных участках тела называется термическим. Оно нагревает участок внутренних тканей человека тела до больших температур, а также сопровождается серьезным функциональным расстройством внутри тканей;
- это действие связано с разложением крови и органической жидкости в организме человека, так называемое электролитическим действием. Также же оно способно вызывать сильные нарушения в физико – химическом составе организма человека;
- при помощи механического действия происходит разрыв тканей и переломы костей человека;
- при помощи биологического действия происходит проявление раздражения и возбуждения живых тканей организма человека, а также происходит нарушение внутренних биологическо-электрических процессов, которые присущи нормальному организму.

Все действия тока, влияющего на организм человека, влияют на появление различных электрических травм, делящихся на такие группы как:

- электрические травмы местного назначения. Они влекут за собой

сильно выраженные повреждения целостностей ткани, которые были вызваны при помощи воздействия электрического тока или дуги;

- к общим электрическим травмам (ударам) относятся травмы, которые связаны с поражающим действием на весь организм и причиной тому становятся перебои стандартной деятельности очень важных органов и в организме человека;

- совместные электротравмы.

Электрические поля. Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16[11] происходит осуществление таких параметров как: нормирование и анализ постоянного магнитного поля, которые осуществляются с помощью уровня магнитных полей, зависящего от времени воздействия на специалиста за полную смену, для условий воздействия на все тело и в отдельности на части тела.

Для того чтобы обеспечить допустимые уровни напряженности поля на рабочем месте работника, необходимо принять разумные и общесистемные решения, которые будут сочетаться экранирующими и фиксированными устройствами, а также с необходимыми средствами защиты.

В зоне, в которой происходит воздействие, ограждения должны изготавливаться из железобетона или металлической сетки, и обязаны крепиться к стойкам из железа или металла. Во время ремонта оборудования нужно находиться вне зоны воздействия электрического поля.

Металлизированный проводящий костюм является экранирующим, и он должен обладать специальными свойствами для защиты.

Во время работы нескольких специалистов на предприятии необходимо иметь большое количество различных металлических экранов, которые будут отражать электромагнитные волны.

Шум является беспорядочным сочетанием звуков разных частот и напряженностей, которые возникают во время механических колебаний жидких, газообразных и твердых средах.

Опираясь на СН 2.2.4/2.1.8.562-96[18] нормировка шума проводится по совокупности различных показателей, учитывая их гигиеническую значимость.

По шкале громкости равной 140 дБ, необходимо определять интенсивность звуковых волн. Самой низкой точкой принимают так называемый «порог слышимости» который соответствует отметке в 20 дБ, а высокая точка соответствует 140 дБ.

Если громкость не превышает отметку в 80 дБ, то чаще всего она не оказывает влияние на органы слуха, а находясь в пределах от 0 до 20 дБ вообще является очень тихой.

Самым оптимальным решением для работников предприятий, считается нахождение на работе в интервале громкости 40 – 60 дБ, который является средним. Также приходится работать в условиях шумной (60-80 дБ) и очень громкой (более 80 дБ) работы.

Работающие трансформаторы на ПС являются причиной шума.

По стандартам СанПиН 2.2.4.3359-16 [11] уровень шума на рабочем месте сотрудника не должен быть более 60 дБ. Для снижения уровня шума в установках необходимо снизить уровень шума в них самих. Также нужно не забывать про защиту от громкого шума с помощью строительных методов, таких как: звукоизоляция ограждающих сооружений, звукоизоляционная облицовка. На подстанции эту роль выполняют стены общеподстанциионный пункт управления.

Для того чтобы измерить уровень шума необходимо воспользоваться шумомером. Измерения нужно производить на уровне уха, которое работает при включении не меньше 2/3 всего оборудования.

9.2 Экологичность

Во время реконструкции или проектировании подстанции нужно брать во внимание, что она несомненно увеличивает риск возможного загрязнения окружающей среды, поэтому прежде чем брать проект в разработку нужно изучить все аспекты, которые могут подвергнуться риску связи с новым

оборудованием. Поэтому есть необходимость расчета всех вредных факторов, которые создаются при работе трансформаторов, воздушных линий и другого оборудования. Сумма всех факторов, указанных выше пагубно сказывается на экологичности района, при неправильной эксплуатации оборудования.

Нормы экологичности и перспективы градостроительства не дают возможности энергетическим предприятиям производить реконструкцию действующих подстанций. Линии электропередачи большого класса напряжения обладают пагубным воздействием на здоровье людей и экологическое состояние в целом. Но ввиду увеличения потребности электрической энергии энергетическим компаниям приходится прокладывать линии высокого класса напряжения в черте города. Для этого необходимо проверить все возможные факторы, которые приносят вред населению. Исходя из результатов выбирается допустимый класс линии электропередачи.

Экологическая напряженность по сравнению с прошлыми десятилетиями не уменьшается и даже сегодня этот вопрос стоит остро. Сверхинтенсивная деятельность всего населения очень сильно сказывается на экологической обстановке окружающей среды.

Ежегодно миллионы гектаров сельскохозяйственных земель приходят в негодность по причине эрозии, опустынивания и тотсификации.

9.2.1 Влияние ПС на атмосферу и почву

В процессе работы подстанции применяется множество вредных и опасных веществ, которые при не соблюдении правильных действий могут привести к серьезным последствиям.

В зависимости от степени опасных факторов применяемых веществ и экологической обстановке в местах скопления отходов не редко приводит к деградации водных и земных экосистем.

При проникновении опасных веществ в воздушную и водную среду опасность распространяется на большие территории. Для этого производят

строгий расчет и постоянный мониторинг обстановки в местах возможных утечек вредных веществ.

На территории подстанции применяется современное оборудование высокой мощности, у которого в технологическом процессе присутствует специальное трансформаторное масла, применяемое для гашения дуги и охлаждения трансформатора. Поэтому при его эксплуатации необходимо руководствоваться особыми мерами предосторожности. Трансформаторы с массой масла более 60 килограмм /3/ должны быть оборудованными специальным резервуаром – маслоприемником, который необходим для предотвращения попадания опасных веществ на окружающую среду.

Утилизация очистка и транспортировка масла должна выполняться организацией, имеющей на это специальное право.

Во время того как происходит замена масла, его необходимо сливать в специализированный резервуар и вывозить с территории предприятия на дальнейшую переработку.

Переработанное трансформаторное масло возможно употреблять в качестве топливного элемента для различных котельных.

На подстанции не существует такого количества масла, которое способно привезти к экологической катастрофе. На предприятии практически не существует беспокойства по поводу количества, так как специализированный обслуживающий персонал постоянно наблюдает за состоянием электрооборудования на ПС.

9.2.2 Элегаз и его воздействие на окружающую среду

Элегаз - это химическое соединение, образованное одним атомом серы и шестью атомами фосфора, созданное в лабораторных условиях.

Благодаря наиболее эффективной, по сравнению с воздушной средой, способности гашения электрической дуги, элегаз применяется в электротехнической промышленности. Некоторые производители используют его в распределительных устройствах, как высокого, так и низкого напряжения. Тем не менее, его широкое распространение влияет на

увеличение выбросов SF₆ в атмосферу Земли. При взаимодействии элегаза с электрической дугой, его температура возрастает за счет выбросов токсичных веществ в атмосферу. Кроме того, внутри оборудования для обработки накапливаются токсичные отложения, удаление которых требует соблюдения определенных мер безопасности. Утечка SF₆ в атмосферу также возможна при работе электрооборудования, во время проведения работ по техническому обслуживанию.

Этот газ не поддерживает горение, и содержит в себе постоянные электрические свойства. Элегаз в состоянии накапливаться только низко находящихся местах, так как он тяжелее воздуха в 5 раз., и при этом имеет свойство вытеснять воздух из тоннелей, каналов, траншей и т.д.

При нормальных условиях работы на объекте потеря газа очень маленькая, что в свою очередь составляет приблизительно 1 % от всех массы находящегося в различном оборудовании (его хранение производится в здании ОПУ).

9.2.3 Расчет маслоприемника

На территории подстанции присутствует большое количество оборудования, внутри которого находится масло, предназначенное для изоляции разного рода токопроводящих частей внутри себя, гашения дуги и охлаждения оборудования.

Для предупреждения распространения пожара применяются резервуары для отвода масла с трансформаторов, в зависимости от количества масла в оборудовании используют маслоприемники разного вида и объёма.

Габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора на 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т[7].

Расчет маслоприемника производится для трансформатора ТДТН-10000/110/35/10 с общим объёмом масла 13,73 тонн.

Согласно ПУЭ[7] маслоприемники под оборудования с объёмом масла до 20 тонн разрешает применять без отвода масла тогда его объём должен

вместать все количество масла, залитого в трансформатор и 80 % от средств пожаротушения.

Маслоприемники под трансформаторы с объёмом масла свыше 20 тон необходимо выполнять с отводом масла. Объем маслоприемника с отводом масла должен одновременно вмещать весь объём залитого масла в трансформатор [7].

Конструкция маслоприемника без отвода масла должна выполняться заглубленного типа

ТДТН-10000/110/35/10 имеет следующие размеры длина-6900 мм ширина-3640мм высота-5495мм

Определяем габаритные размеры маслоприемника

$$A = (\text{ДЛ.Т} + 2 \cdot \Delta) \quad (106)$$

$$B = (\text{Ш.Т} + 2 \cdot \Delta) \quad (107)$$

где ДЛ.Т, Ш.Т – габариты трансформатора, мм.

$$A = (6900 + 2 \cdot 1,500) = 9900 \text{ мм} ;$$

$$B = (3640 + 2 \cdot 1,5) = 6640 \text{ мм} .$$

Площадь маслоприемника определяется по формуле

$$S_{\text{МП}} = A \cdot B \quad (108)$$

$$S_{\text{МП}} = 9,9 \cdot 6,64 = 65,736 \text{ м}^2 ;$$

Объём маслоприемника должен составлять:

$$V_{\text{МП}} = V_{\text{ТМ}} + 0,8V_{\text{воды}} \quad (109)$$

где $V_{\text{ТМ}}$ – объем трансформаторного масла, м^3 ;

$V_{\text{вод}}$ – объем воды от средств пожаротушения, м^3 ;

Объем масла в трансформаторе ТДТН 10000/110 составляет:

$$V_{\text{тр}} = \frac{m}{0,893} \quad (110)$$

где m – масса масла в трансформаторе, тонн;

893 кг/ м^3 . – плотность трансформаторного масла.

$$V_{\text{тр}} = \frac{13,73}{0,893} = 15,38 \text{ м}^3;$$

Объем воды от средств пожаротушения определяем по формуле:

$$V_{\text{вод}} = I \cdot t \cdot (S_{\text{МП}} + S_{\text{БТ}}) \quad (111)$$

где I – интенсивность пожаротушения, $\text{л}/(\text{с} \cdot \text{м}^2)$;

$$(I = 0,2 \text{ л}/(\text{с} \cdot \text{м}^2) = 0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3 /(\text{с} \cdot \text{м}^2))$$

t – нормативное время пожаротушения, мин ($t = 30 \text{ мин} = 1800 \text{ с}$);

$S_{\text{БТ}}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, м^2

$$S_{\text{БТ}} = 2 \cdot (A + B) \cdot h \quad (112)$$

где A - длина трансформатора, м;

B - ширина трансформатора, м;

h – высота трансформатора, м.

$$S_{\text{БТ}} = 2 \cdot (6,9 + 3,64) \cdot 5,495 = 115,835 \text{ м}^2;$$

$$V_{\text{вод}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (65,736 + 115,835) = 65,336 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{МП}} = 13,73 + 0,8 \cdot 65,366 = 66,022 \text{ м}^3.$$

В соответствии с требованиями ПУЭ[7] принимаем $h_{\Gamma} = 0,25$ м, $h_{\text{В}} = 0,05$ м, тогда глубина маслоприемника равна:

$$h_{\text{МП}} = h_{\text{ТМ+ВОДЫ}} + h_{\Gamma} + h_{\text{В}} = \frac{V_{\text{МП}}}{S_{\text{МП}}} + h_{\Gamma} + h_{\text{В}} \quad (113)$$

где $h_{\text{ТМ+ВОДЫ}}$ – толщина слоя трансформаторного масла и воды, м;

h_{Γ} – толщина слоя гравия, м;

$h_{\text{В}}$ – толщина воздушного промежутка, м.

$$h_{\text{МП}} = \frac{66,022}{65,736} + 0,25 + 0,05 = 1,304 \text{ м};$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были выполнены основные задачи по реконструкции и модернизации электрической подстанции с учетом требуемых параметров надежности качества электрической энергии.

Было выбрано оборудование взамен устаревшего и проверено оборудование которое было установлено не так давно и не прослужило срок заданный нормами.

Произведен расчет грозоупорности подстанции, расчет молниезащиты и заземления. Построена оптимальная картина для защиты от прямых ударов молнии для нескольких уровней оборудования.

Установка релейной защиты на базе микропроцессорных терминалом и выбор токов уставок для разных ступеней защиты.

Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при эксплуатации оборудования, а также вопросы охраны окружающей среды и противопожарные меры на подстанции.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

2 1 Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков - М.: Энергоатомиздат, 2002. - 608 с.

2 Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов / В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др. – М.: Высш. шк., 2013. – 383 с.

3 Булгаков, А. Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: издательство АмГУ, 2014. – 101 с.

4 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2–е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.

5 ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.

6 Гугл карта с. Поярково [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <https://yandex.ru/maps/?ll=128.241326%2C50.256273&mode=search&sctx=2C0.466426&text=пс%20поярково%20бурейск&z=10.25.> / дата обращения 21.05.2021.

7 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2014, – 86 с.

8 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник Т. 3 / В.Г. Герасимов, П.Г. Грудинский и др. – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 963 с.

9 Иванов, А.Н. Силовое оборудование станций и подстанций: пособие для вузов и ссузов./А.Н. Иванов и др. – М., 2018. – 608 с.

10 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2016. – 346 с.

11 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 2015. – 280 с.

12 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост. : Мясоедов Ю.В. – Благовещенск. : Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.

13 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2010. – 366 с.

14 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 2011. - 608 с.

15 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ.

16 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2009. – 480 с.

3 17 Рекомендации по выбору уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» и «Сириус-Т3», ЗАО «Радиус Автоматика».- М., 2004. – 11 с.

18 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с.

19 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. - М.: Энергоатомиздат, 2010. - 118 с.

20 Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции. Учебное пособие для высшего и среднего профессионального образования.-М.: Директ-Медиа, 2014. – 414 с.

21 РД 153–34.0–20.527–98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.:, 2001

22 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва.: Издательство «НЦ ЭНАС», 2015.

23 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. - М.: Энергоатомиздат, 2012. - 648 с.

24 Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – С.-Пб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

25 СО 153-34.20.118-2003 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем

26 Тушение пожаров на подстанциях [Электронный ресурс]: – Режим доступа:<https://opozhare.ru/vidy/tushenie-pozharov-na-podstantsiyah/> дата обращения 9.04.2021.

27 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.– 320с.

28 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.

29 Романов, Г. М. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трёхфазного переменного тока. Г. М. Иманов, Ф. Х. Халилов, А. И. Таджикибаев. – СПб. : ПЭИПК, 2004. — 58 с.

30 Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. - Санкт-Петербург: ПЭИПК Минэнерго, 2003. - 349 с.