

**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

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция подстанции Сковородино напряжением 220 кВ с заменой автотрансформаторов в связи с увеличением мощности потребителей

Исполнитель

студент группы 942об 1

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

И.С. Паухин

Руководитель

профессор, доктор.техн.наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Консультант:

безопасность и

экологичность

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст.преподаватель

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

**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  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Паухина Ивана Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции Сковородино напряжением 220 кВ с заменой автотрансформаторов в связи с увеличением мощности потребителей (утверждено приказом 03.04.2023 от № 794-уч )

2. Срок сдачи студентом законченной работы \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы производственных и преддипломных практик

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района размещения реконструируемой подстанции Сковородино 2. Анализ однолинейной схемы и конструктивного исполнения реконструируемой подстанции, выбор направления реконструкции 3. Расчет электрических нагрузок для выбора силовых трансформаторов и автотрансформаторов подстанции Сковородино 4. Выбор числа и мощности автотрансформаторов и силовых трансформаторов 5. Расчет токов короткого замыкания 6. Выбор и обоснование технических решений по компоновке подстанции 7. Выбор и проверка оборудования на подстанции Сковородино 8. Организация заземления и молниезащиты при реконструкции подстанции Сковородино 9. Техно-экономические показатели обоснования принимаемых решений при реконструкции подстанции 10. Выбор релейной защиты 11. Безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: 1. Однолинейная электрическая схема подстанции 2. Схема прилегающей подстанции Сковородино сети 35-220 кВ 3. план КРУЭ 110 кВ 4. Однолинейная схема подстанции после реконструкции 5. Молниезащиты и заземления КРУЭ 110 кВ 6. Разрезы КРУЭ 110 кВ (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.)

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – Андрей Борисович Булгаков, доцент, кандидат технических наук

7. Дата выдачи задания 07.04.2023 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна, заведующий кафедрой энергетики, доктор технических наук, профессор  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_ 07.04.2023

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 112 с., 6 рисунков , 45 таблиц , 31 источника.

ПОДСТАНЦИЯ, АВТОТРАНСФОРМАТОР, ТРАНСФОРМАТОР СОБСТВЕННЫХ НУЖД, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО ВЫСШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАСЧЕТНАЯ НАГРУЗКА, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА

Цель данной выпускной квалификационной работы заключается в реконструкции подстанции Сковородино напряжением 220 кВ в связи с заменой автотрансформаторов, чтобы удовлетворить увеличивающуюся мощность потребителей. Актуальность данной работы заключается в том, что оборудование подстанции Сковородино морально устарело, а запросы потребителей электроэнергии растут с каждым годом, что приводит к необходимости повышения надёжности.

В данной работе проанализирована существующая электрическая схема Амурской области в районе подстанции Сковородино. Разработаны варианты реконструкции ПС Сковородино и выбран более оптимальный с точки зрения надёжности. Были произведены расчёты токов короткого замыкания. Определены параметры заземляющих устройств , зоны защиты от прямых ударов молнии. Произведён технико-экономический расчёт и анализ экологичности и пожарной безопасности на подстанции.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения и сокращения	5
Введение	6
1 Характеристика района размещения реконструируемой подстанции Сковородино	8
1.1 Климатические и географические характеристики района	8
1.2 Характеристики электрических сетей и источников питания	9
1.3 Характеристика потребителей	11
2 Анализ однолинейной схемы и конструктивного исполнения реконструируемой подстанции, выбор направления реконструкции	13
3 Расчет электрических нагрузок для выбора подстанции Сковородино	27
4 Выбор числа и мощности автотрансформаторов и силовых трансформаторов	31
5 Расчет токов короткого замыкания	35
5.1 Алгоритм расчета токов короткого замыкания в ПВК RastrWin 3	36
6 Выбор и обоснование технических решений по компоновке подстанции	41
6.1 Разработка вариантов конструктивного исполнения распределительного устройства подстанции Сковородино при реконструкции	42
6.2 Разработка однолинейной схемы подстанции	44
7 Выбор и проверка оборудования на подстанции Сковородино	47
7.1 Выбор и проверка выключателей	48
7.2 Выбор и проверка трансформатора тока	51
7.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	56
7.4 Выбор и проверка разъединителей	59
7.5 Выбор трансформаторов собственных нужд	63
7.6 Выбор ошиновки	64
7.7 Выбор и проверка изоляторов	67
8 Организация заземления и молниезащиты при реконструкции подстанции Сковородино	68

8.1 Молниезащита подстанции Сковородино от прямых ударов молнии	68
8.2 проверка ограничителей перенапряжения	70
8.3 Расчет заземления	73
9 Техничко-экономические показатели обоснования принимаемых решений при реконструкции подстанции	79
10 Выбор релейной защиты	85
10.1 Релейная защита автотрансформатора	85
10.2 Дифференциальная защита автотрансформаторов	85
10.3 Максимальная токовая защита	90
10.4 Защита от перегрузки	96
11 Безопасность и экологичность	97
11.1 Экологичность	97
11.1.1 Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом	97
11.2 Безопасность	100
11.2.1 Требования по безопасности труда	100
11.2.2 Порядок допуска к осмотру, ремонту и испытаниям	103
11.3 Чрезвычайные ситуации	104
11.3.1 Основные требования пожарной безопасности на предприятиях энергетической отрасли	104
11.3.2 Соблюдение правил пожарной безопасности при эксплуатации распределительных устройства подстанции	105
Заключение	107
Библиографический список	109

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

КЗ – короткое замыкание;

ВН – высокое напряжение;

ПС – подстанция;

ТТ – трансформатор тока;

РПН – регулировка под напряжением;

ИП – источник питания;

ВН – высокая сторона;

АТ – автотрансформатор;

ЭЭС – электроэнергетическая система;

НН – низкое напряжение;

СН – среднее напряжение;

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время электроэнергетика является одной из ключевых отраслей народного хозяйства, и ее значение нельзя недооценить. С ростом производства и внедрением передовых технологий наблюдается постоянное увеличение потребления энергии машинами и оборудованием.

В связи с этим возникают новые требования к энергетической эффективности, безопасности, экологичности и удобству обслуживания энергетических установок.

Актуальность данной работы заключается в том, что оборудование подстанции Сковородино морально устарело, а запросы потребителей электроэнергии растут с каждым годом, что приводит к тому что надёжность системы не совпадает с тенденцией развития потребителя. Поскольку объем реконструкций слишком велик было принято решение затронуть только часть подстанции Сковородино.

Целью данной выпускной квалификационной работы является определение экономически и технически целесообразного варианта реконструкции подстанции Сковородино с заменой автотрансформаторов, чтобы в последующие годы обеспечить бесперебойной электроэнергией растущие предприятия. Так как объем работы большой

Для достижения цели были решены следующие задачи:

- 1) Проанализированы характеристики района размещения реконструируемой подстанции Сковородино
- 2) Произведён анализ однолинейной схемы и конструктивного исполнения реконструируемой подстанции, выбрано направление реконструкции .
- 3) Рассчитано возрастание электрической нагрузки

- 4) Выбраны число и мощность силовых трансформаторов и автотрансформаторов на реконструируемой подстанции Сковородино
- 5) Выбрано исполнение распределительных устройств 220/110/35 кВ
- 6) Разработана однолинейная схема после реконструкции подстанции Сковородино
- 7) Выполнен выбор и проверка электрооборудования реконструируемой подстанции для РУ 220/110/35 кВ
- 8) Выполнен расчёт молниезащиты и заземления для КРУ 110 кВ
- 9) Рассчитаны технико-экономические показатели и срок окупаемости реконструкции РУ 220 кВ
- 10) Произведён предварительный расчёт релейной защиты автотрансформаторов
- 11) Оценена безопасность и экологичность проекта

Так же были разработаны листы графической части:

1. Однолинейная электрическая схема подстанции
2. Схема прилегающей подстанции Сковородино сети 35-220 кВ
3. план КРУЭ 110 кВ
4. Однолинейная схема подстанции после реконструкции 5. Молниезащиты и заземления КРУЭ 110 кВ
6. Разрезы КРУЭ 110 кВ

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ СКОВОРОДИНО

## 1.1. Климатические и географические характеристики района

Выбор электрического оборудования подстанции, молниезащиты и заземление проектируемой подстанции ведётся с учётом климатических условий.

В административном отношении площадка ПС 220 кВ Сковородино находится в Амурской области, Сковородинский район, г. Сковородино, ул. Сурина 1. (Координаты:  $53^{\circ}59'$  с.ш. ;  $123^{\circ}57'$  в.с.).

ПС введена в эксплуатацию 1976 г. Эксплуатирует ПС 220 кВ Сковородино – филиал ПАО «ЕЭС» Амурское ПМЭС. на ПС Сковородино есть автодорога.



Рисунок 1 – географическое расположение ПС Сковородино

Климат рассматриваемой территории характеризуется низкой континентальностью, которая проявляется низкими зимними ( до  $-52^{\circ}\text{C}$ ) и высокими летними ( до  $+40^{\circ}\text{C}$ ) температурами воздуха.

На рассматриваемой территории господствуют западный перенос воздушных масс, особенно интенсивный в теплую часть года ( с марта по октябрь), когда тёплые и влажные воздушные массы поступают с запада и юго-запада. Активное развитие на участке проектируемых работ имеет морозное пучение и физическое выветривание грунтов.

Метеорологические характеристики необходимые для проектирования представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия района

Наименование	Показатели
1	2
Район по гололеду	III
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Район по ветру	II
Нормативное ветровое давление на высоте 10м над поверхностью земли , Па ( скорость ветра , м/с)	500 (29)
Нормативный скоростной напор ветра при гололёде, Па	160
Среднегодовая продолжительность грозových часов	От 20 до 40
Степень загрязнения атмосферы	II
Температуры воздуха:	
Среднегодовая, $^{\circ}\text{C}$	4
Минимальная, $^{\circ}\text{C}$	-52
Максимальная, $^{\circ}\text{C}$	+40

## 1.2 Характеристики электрических сетей и источников питания

ПС Сквородино является узловой подстанцией энергосистемы района с перспективным развитием резерва по мощности. Подстанция имеет четыре степени напряжения 220/110/35/10 кВ. Основными источниками питания являются Зейская ГЭС и Нерюнгринская ГРЭС.

Распределительные устройства 220, 110 и 35 кВ выполнены открытыми (ОРУ).

ОРУ 220 кВ ПС Сквородино запитывается по двухцепной ВЛ от Зейской ГЭС и двухцепной ВЛ от Нерюнгринской ГРЭС.

1. Зейская ГЭС – ПС Электрокотельная - ПС Магдагачи – ПС Гонжа-тяга – Талдан-тяга – ПС Уручи-тяга – ПС Сквородино
2. Нерюнгринская ГРЭС - ПС Тында – ПС Сквородино

ОРУ-220 кВ выполнено по схеме № 220-12 «одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин». Высоковольтные выключатели, 13 шт. Разъединители, 41 шт. К ОРУ-220 кВ подключены два автотрансформатора АТ-1 и АТ-2, управляемый шунтирующий реактор и восемь линейных присоединений 220 кВ:

- КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында №1
- КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында №2
- ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т
- ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т
- ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сквородино
- ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан/т
- ВЛ 220 кВ Сквородино – Сквородино/т I цепь
- ВЛ 220 кВ Сквородино – Сквородино/т II цепь

ОРУ-110 кВ выполнено по схеме № 110-12 «одна секционированная система сборных шин и с обходной системой шин». Высоковольтные выключатели, 10 шт. Разъединители, 31 шт. К ОРУ-110 кВ подключены два автотрансформатора АТ-1 и АТ-2, два трехобмоточных трансформатора Т-3 и Т-4 и четыре линейных присоединений 110 кВ:

- ВЛ 110 кВ Сквородино-Бам;
- ВЛ 110 кВ Сквородино-НПС №1;
- ВЛ 110 кВ Сквородино-НПС №2;
- ВЛ 110 кВ Сквородино-Березитовый.

ОРУ-35 кВ выполнено по схеме № 35-9 «одна секционированная система сборных шин». Высоковольтные выключатели, 4 шт. Разъединители, 17 шт. К ОРУ-35 кВ подключены 4 ВЛ:

- ВЛ 35 кВ Сквородино-Невер;
- ВЛ 35 кВ Сквородино-Джалинда;
- ВЛ 35 кВ Сквородино-КС-6 №1;
- ВЛ 35 кВ Сквородино- КС-6 №2.

Существующее ЗРУ 10 кВ выполнено по схеме № 10-1 «одна секционированная выключателем система сборных шин», расположено в отдельно стоящем здании и состоит из 18 ячеек. Высоковольтные выключатели, 8 шт. КРУН 10 кВ выполнено по схеме № 10-1 «одна секционированная выключателем система сборных шин». КРУН предусматривается для основного питания ТМП УШР 220 кВ.

### **1.3 Характеристика потребителей**

Главным потребителем электроэнергии в ЗЭР ЭС Амурской области согласно [12] являются тяговые подстанции ОАО "РЖД", питающие Забайкальскую железную дорогу. Они составляют около 50% от общего энергопотребления всего региона. Тяговые подстанции являются потребителями первой категории. Кроме того, крупными потребителями электроэнергии в Забайкальском энергорайоне Амурской области являются предприятия добывающей промышленности, такие как Березитовый рудник (3-я категория надежности) и объекты трубопроводного транспорта (НПС-20, НПС-21) (1-я

категория надежности). Подстанция Сковородино также обеспечивает электроснабжение близлежащих населенных пунктов и города Сковородино по линиям напряжением 10 кВ. Характер потребления электроэнергии указанными потребителями является преимущественно промышленным. Большинство этих электроприемников относятся к первой и второй категориям потребления.

Согласно [1] в нормальных условиях, электроприемники первой категории требуют обеспечения электроэнергией от двух независимых взаиморезервируемых источников питания. В случае сбоя в одном из источников питания, допускается временное прерывание электроснабжения только на период автоматического восстановления питания.

Из этого следует, что при реконструкции подстанции должна быть учтена установка двух автотрансформаторов и обеспечена бесперебойная работа.

## 2. АНАЛИЗ ОДНОЛИНЕЙНОЙ СХЕМЫ И КОНСТРУКТИВНОГО ИСПОЛНЕНИЯ РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ, ВЫБОР НАПРАВЛЕНИЯ РЕКОНСТРУКЦИИ

В 1977 году был введен в эксплуатацию автотрансформатор АТ-1, в 1981 году - АТ-2, трансформаторы Т-3 и Т-4 в 1978 и 1980 годах соответственно. На 2023 г. срок эксплуатации всех трансформаторов составлял от 43 лет и более, что значительно превышает нормальные сроки эксплуатации.

Согласно приказу [2], трансформаторное оборудование, которое имеет срок эксплуатации более 30 лет, не должно перегружаться более чем на 30% в зимнее время и более чем на 5% без ограничения длительности. Номинальная нагрузка автотрансформаторного оборудования 220 кВ на данный момент составляет 50% от их номинальной мощности. Учитывая вышеизложенное, возможно произойти перегруз одного из автотрансформаторов при выводе другого в ремонт, что приведет к снижению надежности электропитания потребителей и не соответствию надёжности для 1 и 2 категории потребителей электроэнергии.

Направление реконструкции направлено на замену силовых трансформаторов в связи с их низкой надёжностью, вследствие морального старения. Так же для обеспечения бесперебойной передачи электроэнергии потребителям, компактности подстанции Сковородино требуется заменить распределительных устройство 220/110/35 кВ. Из-за большого объема реконструкций было принято решение между студентом Паухиным И.С. группа 942 об1 и Шкарпеткиным З.Е. группа 942 об1 разделить объём работы и разработать конкурентноспособные варианты исполнения распределительного устройства 220 кВ на подстанции Сковородино.

Данные по действующему оборудованию на подстанции Сковородино приведены в таблицах 2-8

Таблица 2 – Характеристика установленных выключателей на подстанции Сковородино

Присоединение, диспетчерское наименование	Тип выключателя	Ном. ток, А	Ток откл., кА	Дата изготовления	Дата ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5	6
В-220ВЛ Сковородино/т 1 цепь	GL 314	2000	40	2010	2010
В-220 ВЛ Сковородино/т № 2	GL 314	2000	40	2010	2010
В-220 ВЛ Гонжа/т	GL 314	2000	40	2010	2010
В-220 КВЛ Бам/т	GL 314	2000	40	2010	2010
СВ-220	GL 314	2000	40	2014	2016
В-220 ВЛ Тында №1	GL 314	2000	40	2010	2010
В-220 ВЛ Тында №2	GL 314	2000	40	2010	2010
В-220 ВЛ Ульручы/т	GL 314	2000	40	2010	2010
В-220 ВЛ Уруша/т	GL 314	2000	40	2010	2010
В-220 АТ-1	ЗАР1DT-245	2000	31.5	2012	2012
В-220 АТ-2	ЗАР1DT-245	2000	31.5	2012	2012
В-220 УЩР	GL 314	2000	40	2009	2016
ОВ-220	ЗАР1DT-245	2000	31.5	2012	2012
В-110 АТ-2	МКП-110Б-1000/630-20У1	1000	18.4	1981г.	1981г.

Продолжение таблицы 2

В-110 ВЛ БАМ 1	МКП-110Б- 1000/630-20У1 2	1000 3	18.4 4	1977 5	1977 6
В-110 АТ-1	МКП-110Б- 1000/630-20У1	1000	18.4	1977	1977
ОВ-110	МКП-110Б- 1000/630-20У1	1000	18.4	1977	1977
В-110 Т-3	МКП-110Б- 1000/630-20У1	1000	18.4	1977	1977
СВ-110	МКП-110Б- 1000/630-20У1	1000	18.4	1977	1977
В-110 ВЛ НПС № 1	ВЭБ-110 П- 40/2500 УХЛ1	2500	40		2005
В-110 Т-4	МКП-110Б- 1000/630-20У1	1000	18.4	1980	1981
В-110 ВЛ НПС №2	ЛТВ-145D1	3150	40	2008	2009
В-110 ВЛ Берези- товый	ЛТВ-145D1	2500	40	2008	2009
В-35 Р	ВГБЭ-35-12,5- 630 УХЛ1	630	12.5	2010 г.	02.12.2011
СВ-35	С-35М-630-10 У1	630	10000	1979	1980
В-35 Т-3	С-35М-630-10 У1	630	10000	1978 г	1978 г
В-35 Т-4	С-35М-630-10 У1	630	10000	1977 г	1978
В-35 ВЛ Джалин- да	ВГБ-УЭТМ- 35М- 12,5/630УХЛ1	630	12.5	2019	2019
В-35 ВЛ КС-6 №1	ВГБ-УЭТМ- 35М- 12,5/630УХЛ1	630	12.5	2018	2019
В-35 ВЛ КС-6 №2	ВГБ-УЭТМ- 35М- 12,5/630УХЛ1	630	12.5	2018	2019
В-35 ВЛ Невер	С-35М-630-10 У1	630	10000	1977 г	1977 г
В-35 ВЛ Джалин- да	С-35М-630-10 У1	630	10000	1977 г	1977 г

Таблица 3 –Характеристика установленных разъединители на подстанции  
Сковородино

Диспетчерское наименование	Тип разъединителя	Вид (трехфазный, однофазный )	Номинальный ток, А	Дата изготовления	Дата ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5	6
ОР-220 АТ-1	РНДЗ.2– 220/1000 УХЛ1	трехфазный	1,000	1977	1977
		трехфазный			
ШР-220 АТ-1	РНДЗ.16– 220/1000 У1	трехфазный	1,000	1977	1977
		трехфазный			
ТР-220 АТ-1	РНДЗ.2– 220/1000 УХЛ1	трехфазный	1,000	1977	1977
		трехфазный			
ОР-220 АТ-2	РНДЗ.16– 220/1000 У1	трехфазный	1,000	1977	1977
		трехфазный			
ШР-220 АТ-2	РНДЗ.16– 220/1000 У1	однофазный	1,000	1977	1977
ТР-220 АТ-2	РНДЗ.2– 220/1000 УХЛ1	трехфазный	1,000	1977	1977
ШР-220 ВЛ Сковородино /г 1 цепь	РНДЗ.16– 220/1000 У1	трехфазный	1,000	1987	1987
ЛР-220 ВЛ Сковородино /г 1 цепь	РНДЗ.2– 220/1000 УХЛ1	трехфазный	1,000	1987	1987
ОР-220 ВЛ Сковородино /г 1 цепь	РНДЗ.16– 220/1000 У1	трехфазный	1,000	1987	1987
ШР-220 ВЛ Сковородино /г 2 цепь	РНДЗ.16– 220/1000 У1	однофазный	1,000	1987	1987
ЛР-220 ВЛ Сковородино /г 2 цепь	РНДЗ.2– 220/1000 УХЛ1	трехфазный	1,000	1987	1987

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
ОР-220 ВЛ Сково- родино /Г 2 цепь	РНДЗ.1б – 220/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1987	1987
ШР-220 ВЛ Гонжа/Г	РДЗ.1б – 220/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1987	1987
ЛР-220 ВЛ Гонжа/Г	РДЗ.2 – 220/1000УХЛ1	трехфаз- ный	1,000	1987	1987
ОР-220 ВЛ Гонжа/Г	РНДЗ.1б – 220/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1987	1987
ШР-220 КВЛ БАМ/Г	РНДЗ.1б – 220/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1987	1987
ЛР-220 КВЛ БАМ/Г	РДЗ.2– 220/1000 УХЛ1	трехфаз- ный	1,000	1987	1987
ОР-220 КВЛ БАМ/Г	РНДЗ.1б – 220/2000У1	трехфаз- ный	1,000	1987	1987
РР-220 УШР	РГН.2- 220.П/1000- 40УХЛ1	трехфаз- ный	1,000	2014	2016
ШР-220 1С УШР	РГН.2- 220.П/1000- 40УХЛ1	трехфаз- ный	1,000	2014	2016
ШР-220 2С УШР ф.А	РГН.2- 220.П/1000- 40УХЛ1	однофаз- ный	1,000	2014	2016
ШР-220 2С УШР ф.В	РГН.2- 220.П/1000- 40УХЛ1	однофаз- ный	1,000	2014	2016
ШР-220 2С УШР ф.С	РГН.2- 220.П/1000- 40УХЛ1	однофаз- ный	1,000	2014	2016
СР 220 1С	РНГ.1а- 220П/1000-40 УХЛ1	трехфаз- ный	1,000	2014	2016
СР -220 2 С	РНГ.1а- 220П/1000-40 УХЛ1	трехфаз- ный	1,000	2014	2016
ШР-220 1 С ОВ	РНДЗ.1б – 220/2000У1	трехфаз- ный	1,000	1977	1977
ШР 220 2 С ОВ	РНДЗ.1б – 220/2000У1	однофаз- ный	1,000	1977	1977
ОР-220 ОВ	РДЗ-1б 220/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1987	1987

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
ШР-220 ВЛ Тында №2	РДЗ.1 – 220/1000УХЛ1	трехфазный	1,000	1987	1987
ЛР -220 ВЛ Тында №2	РДЗ.2– 220/1000 УХЛ1	трехфазный	1,000	1987	1987
ОР-220 ВЛ Тында №2	РНДЗ.1б – 220/1000У1	трехфазный	1,000	1987	1987
ШР-220 ВЛ Ульручьи/т	РДЗ.1б – 220/1000У1	однофазный	1,000	1987	1987
ЛР-220 ВЛ Ульручьи/т	РДЗ.2– 220/1000 УХЛ1	трехфазный	1,000	1987	1987
ОР-220 ВЛ Ульручьи/т	РДЗ.1б – 220/1000У1	трехфазный	1,000	1987	1987
ШР-220ВЛ Уруша/т	РДЗ.1б – 220/1000У1	однофазный	1,000	1987	1987
ЛР-220 ВЛ Уруша/т	РДЗ.2 – 220/1000УХЛ1	трехфазный	1,000	1987	1987
ОР-220 ВЛ Уруша/т	РДЗ.1б – 220/1000У1	трехфазный	1,000	1987	1987
ШР -220 ТН 1 С	РНДЗ.2 – 220/1000У1	трехфазный	1,000	1977	1977
ШР -220 ТН 2 С	РНДЗ.2 – 220/1000У1	трехфазный	1,000	1977	1977
ШР -220 ТН ОСШ	РДЗ.1б – 220/1000У1	однофазный	1,000	1987	1987
ШР-220 ВЛ Тында №1	РДЗ.1 – 220/1000УХЛ1	трехфазный	1,000	1987	1987
ЛР -220 ВЛ Тында №1	РНГ.2а- 220П/1000-40 УХЛ1	трехфазный	1,000	2014	2015
ОР-220 ВЛ Тында №1	РНГ.1а- 220П/1000-40 УХЛ1	трехфазный	1,000	2014	2015
ТР-110 АТ-2	РНДЗ.2 – 110/1000У1	трехфазный	1,000	1977	1978
ШР-110 АТ-2	РНДЗ.1б – 110/1000У1	однофазный	1,000	1977	1978
ОР-110 АТ-2	РНДЗ.1б – 110/1000У1	трехфазный	1,000	1977	1978
ТР-110 АТ-1	РНДЗ.2 – 110/1000У1	трехфазный	1,000	1977	1977

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
ШР-110 АТ-1	РНДЗ.1б – 110/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1977	1977
ОР-110 АТ-1	РНДЗ.1б – 110/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1977	1977
ТР-110 Т-3	РНДЗ.2 – 110/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1977	1978
ШР-110 Т-3	РНДЗ.1б – 110/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1977	1978
ОР-110 Т-3	РНДЗ.1б – 110/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1977	1978
ТР-110 Т-4	РНДЗ.2 – 110/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1977	1978
ШР-110 Т-4	РНДЗ.1б – 110/1000У1	однофаз- ный	1,000	1977	1978
ОР-110 Т-4	РНДЗ.1б – 110/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1977	1978
ЛР-110 ВЛ БАМ	РНДЗ.2 – 110/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1977	1978
ШР-110 ВЛ БАМ	РНДЗ.1б – 110/1000У1	однофаз- ный	1,000	1977	1978
ОР -110ВЛБАМ	РНДЗ.1б – 110/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1977	1978
ОР-110 ОВ	РНДЗ.1б – 110/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1977	1978
ШР-110 1С ОВ	РНДЗ.1б – 110/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1977	1978
ШР-110 2 С ОВ	РНДЗ.1б – 110/1000У1	однофаз- ный	1,000	1977	1978
СР-110 1 С	РНДЗ.1б – 110/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1977	1978
СР -110 2 С	РНДЗ.1б – 110/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1977	1978
ШР-110ТН1 С	РНДЗ.2 – 110/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1977	1977
ШР-110 ТН 2 С	РНДЗ.2 – 110/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1977	1977
ЛР-110 ВЛ Берези- товый	РГП-1- 110/1000УХЛ1	трехфаз- ный	1,000	-	2005
ТР-35 Р	РНДЗ-2- 35/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1987	1987
		трехфаз- ный			
РР-35 Р	РНДЗ-2- 35/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1987	1987
		трехфаз- ный			

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
ТР-35 Т-4	РНДЗ-2-35/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1977	1978
		трехфаз- ный			
ТР-35 Т-3	РНДЗ-2-35/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1977	1978
		трехфаз- ный			
ЛР-35 ВЛ	РНДЗ-2-35/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1977	1977
НЕВЕР		трехфаз- ный			
ШР-35 ВЛ	РНДЗ-16-35/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1977	1977
НЕВЕР		трехфаз- ный			
СР-351С	РНДЗ-2-35/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1977	1978
		трехфаз- ный			
СР-35 2С	РНДЗ-16-35/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1977	1978
		трехфаз- ный			
ШР-35 ТН 1С	РНДЗ-2-35/630	трехфаз- ный	1,000	1977	1978
		трехфаз- ный			
ШР-35 ТН 2С	РНДЗ-2-35/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1977	1978
		трехфаз- ный			
ЛР-35 ВЛ	РГП.3 СЭЩ-2-П-35/1000 УХЛ1	трехфаз- ный	1,000	2019	2019
ДЖАЛИНДА					
ШР -35 ВЛ	РГП.3 СЭЩ-2-35/1000 УХЛ1	трехфаз- ный	1,000	2019	2019
ДЖАЛИНДА					
ШР-35 ВЛ КС-6 №1	РГП.3 СЭЩ-2-35/1000 УХЛ1	трехфаз- ный	1,000	2019	2019
ЛР-35 ВЛ КС-6 №1	РГП.3 СЭЩ-2-35/1000 УХЛ1	трехфаз- ный	1,000	2019	2019

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
ЛР-35 ВЛ КС-6 №2	РГП.3 СЭЦ-2- -35/1000 УХЛ1	трехфаз- ный	1,000	2019	2019
ШР ВЛ-35 РЕЗЕРВ	РНДЗ-16- 35/1000У1	трехфаз- ный		1977	1979
ЛР-35 ВЛ ДЖА- ЛИНДА	РНДЗ-2- 35/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1977	1978
ШР -35 ВЛ	РНДЗ-16- 35/1000У1	трехфаз- ный	1,000	1977	1978
ДЖАЛИНДА		трехфаз- ный			

Таблица 4 –Характеристики разрядников и ОПН установленных на подстанции Сквородино

Диспетчерское наименование	Тип	Номинальное напряжение, кВ	Дата изготовления	Дата ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5
ОПН-220 АТ-1	ОПН-220/156- 10/680(II) 2 УХЛ1	220	01.08.2020	20.04.2021
ОПН-110 АТ-1	ОПН-А-110-73- 10/680(II) 2 УХЛ1	110	01.08.2020	20.04.2021
ОПН-35 АТ-1	ОПН-35/40,5- 10/680(II) 2 УХЛ1	35	01.09.2020	20.04.2021
ОПН-220 АТ-2	ОПН-220/156- 10/680(II) 2 УХЛ1	220	01.08.2020	20.09.2021
ОПН-220 ТН 1С	ОПН-220/157/10(II) II УХЛ1	220	2004	2005
ОПН-110 АТ-2	ОПН-А-110-73- 10/680(II) 2 УХЛ1	110	01.08.2020	20.09.2021

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
ОПН-220 УШР	ОПН-П1-220/157/10/2 III УХЛ1	220	2013	2016
РВ-110 АТ-1	РВС-33	110	1980	1980
РВ-110 АТ-2	РВС-33	110	-	-
ОПН-110 Т-3 ф.А	ОПН-А-110-73- 10/680(II) 2 УХЛ1	110	01.08.2020	20.06.2021
ОПН-110 Т-3 ф.В	ОПН-А-110-73- 10/680(II) 2 УХЛ1	110	01.08.2020	20.06.2021
ОПН-110 Т-3 ф.С	ОПН-А-110-73- 10/680(II) 2 УХЛ1	110	01.08.2020	20.06.2021
ОПН-110 Т-4 фаза А.	<u>ОПН-А-110/73- 10/680(II) 2 УХЛ1</u>	110	2020	2021
ОПН-110 Т-4 фаза В,	<u>ОПН-А-110/73- 10/680(II) 2 УХЛ1</u>	110	2020	2021
ОПН-110 Т-4 фаза С	<u>ОПН-А-110/73- 10/680(II) 2 УХЛ1</u>	110	2020	2021
РВ-110 Т-4 ф.А	РВС-33	110	1980	1980
РВ-110 Т-4 ф.В	РВС-110	110	1980	1980
РВо -110 Т-4 ф.С	РВо -110	110	1980	1980
ОПН-110 ТН 1С	ОПН-110/77-10(II)- II УХЛ1	110	2008	2008
ОПН-110 ТН 2С	ОПН-110/77-10(II) II УХЛ1	110	2008	2008
РВ-35 АТ-1	РВС-35	35	-	-
ОПН-35 АТ-2	ОПН-П-35/40,5 УХЛ1	35	-	-
РВ-35 Т-3	35	РВС-35	-	-
ОПН-35 Т-3 фаза А.	<u>ОПН-35/40,5- 10/680(II) УХЛ1</u>	35	01.09.2020	20.06.2021
ОПН-35 Т-3 фаза В,	<u>ОПН-35/40,5- 10/680(II) УХЛ1</u>	35	01.09.2020	20.06.2021
ОПН-35 Т-3 фаза С	<u>ОПН-35/40,5- 10/680(II) УХЛ1</u>	35	01.09.2020	20.06.2021
ОПН-35 Т-4 фаза А.	<u>ОПН-35/40,5- 10/680(II) УХЛ1</u>	35	2020	2021

## Продолжение таблице 4

1	2	3	4	5
ОПН-35 Т-4 фаза В,	<u>ОПН-35/40,5- 10/680(II) УХЛ1</u>	35	2020	2021
ОПН-35 Т-4 фаза С	<u>ОПН-35/40,5- 10/680(II) УХЛ1</u>	35	2020	2021
РВ-35 Т-4	35	-	1980	1980
ОПН-35 ТН 1С	35	-	2020	2021
ОПН-35 ТН 2С	35	-	2020	2021
РВ-110 Т-3 ф.А	РВС-33	110	1986	1987
РВ-110 Т-3 ф.В	РВС-33	110	1986	1987
РВ-110 Т-3 ф.С	РВС-33	110	1986	1987

Таблица 5 – Характеристики установленных трансформаторов тока на подстанции Сковородино

Диспетчерское наименование	Тип оборудования	Номинальный ток первичной обмотки, А.	Дата изготовления	Дата ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5
ТТ В-220 ВЛ Сковородино/т №1	СА-245	600-1200;	2014	2019
Высоковольтные выключатели, шт.	ТФЗМ-220Б-ШУ1	200-400-800; 300-600-1200;	1989	1989
ТТ В-220 ВЛ Сковородино/т №2	ТФЗМ-220Б-ШУ1	300	1989	1989
ТТ В-220 ВЛ Бам/т	ТФЗМ-220Б-ШУ1	300	1987	1987
ТТ-220 УШР	AGU-245	720	2011	2016
ТТ СВ-220	СА-245	600-1200	2014	2015
ТТ В-220 ВЛ Тында №2	ТФЗМ-220Б-ШУ1	600-1200	1987	1987
ТТ В-220 ВЛ Тында №1	СА-245	600-1200	2014	2015
ТТ В-220 ВЛ Ульручьи/т	ТФЗМ-220Б-ШУ1	600	1987	1987
ТТ В-220 ВЛ Уруша/т	ТФЗМ-220Б-ШУ1	300-600-1200	2005	2005

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
ТТ ВЛ-110 «БАМ/Т» ф. «А», «С»	ТФЗМ-110	100	2005	ГК
ТТ-110 ВЛ Березитовый	ТГФМ-110	600-1200	2013	2013
ТТ ОВ-110	ТФМ-110 II ХЛ1	100	2005	2005
ТТ-110 ВЛ НПС №1	ІВМ-123	150-300 150-600	2008	2009
ТТ-110 ВЛ НПС №2	ІВМ-123	150-300 150-600	2008	2009
ТТ-110 АТ-1 ф.А	ТВ-ЭК 110МЗА-0,5S- 300/5 УХЛ1	300	2017	2018
ТТ-110 АТ-1 ф.В	ТВ-ЭК 110МЗА-0,5S- 300/5 УХЛ1	300	2017	2018

Таблица 6 –Характеристики реакторов установленных на подстанции Сковородино

Диспетчерское наименование	Тип оборудования	Ном. мощность Sном, МВАр	Дата изготовления	Дата ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5
УШР 100 Мвар	РТУ 100000/220- УХЛ1	20	2013	2016
Р 20 Мвар	ШР 20000/220- УХЛ1	100	1993г.	1996г.

Таблица 7 – Характеристики автотрансформаторов и силовых трансформаторов установленных на подстанции Сковородино

Диспетчерское наименование	Тип оборудования	Ном. мощность Sном, МВА	Дата изготовления	Дата ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5
АТ-1	АТДЦТН-63000/220/110/3 5-78У1	63	1977	1977
АТ-2	АТДЦТН-63000/220/110/3 5-78У1	63	1981	1981
Т-3	ТДТН-25000/110 - 76 У1	25	1977	1978
Т-4	ТДТН-25000/110 - 76 У1	25	1980	1980
ТСН-1	ТМ-630/10	0.63	1976	1976
ТСН-2	ТМ-630/10	0.63	1976	1976

Таблица 8 – Характеристики трансформаторов напряжения установленных на подстанции Сковородино

Диспетчерское наименование	Тип оборудования	Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ.	Номинальная мощность, ВА	Дата ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5
ТН-220 1С ф.А	VPU-245	220/Ö3	180/350/75	2014
ТН-220 1С ф.В	VPU-245	220/Ö3	180/350/75	2014
ТН-220 1С ф.С	VPU-245	220/Ö3	180/350/75	2014

Продолжение таблицы 8

Высоковольтные выключатели, шт.	VPU-245	220/Ö3	180/350/75	2014
Разъединители, шт.	VPU-245	220/Ö3	180/350/75	2014
ТН-220 2С ф.С	VPU-245	220/Ö3	180/350/75	2014
ТН-220 ОСШ ф.В	VPU-245	220/√3	180/350/75	2014
ТН-110 1С ф.А	НДКМ-110 УХЛ1	110/√3	30/120/200/400/ 600	2015
ТН-110 1С ф.В	НДКМ-110 УХЛ1	110/√3	30/120/200/400/ 600	2015
ТН-110 1С ф.С	НДКМ-110 УХЛ1	110/√3	30/120/200/400/ 600	2015
ТН-110 2С ф.А	НАМИ-110 УХЛ1	110/√3	30/120/200/400/ 600	2004
ТН-110 2С ф.В	НАМИ-110 УХЛ1	110/√3	30/120/200/400/ 600	2004
ТН-110 2С ф.С	НАМИ-110 УХЛ1	110/√3	30/120/200/400/ 600	2004
3 НОМ АТ-1 ф.А	ЗНОМ-35-65 У1	35/√3	75/150/300	1980
3 НОМ АТ-1 ф.В	ЗНОМ-35-65 У1	35/√3	75/150/300	1977
3 НОМ АТ-1 ф.С	ЗНОМ-35-65 У1	35/√3	75/150/300	1977
3 НОМ АТ-2 ф.А	ЗНОМ-35-65 У1	35/√3	75/150/300	1981
3 НОМ АТ-2 ф.В	ЗНОМ-35-65 У1	35/√3	75/150/300	1981
3 НОМ АТ-2 ф.С	ЗНОМ-35-65 У1	35/√3	75/150/300	1981
ТН-35 1С ф.А	ЗНОМ-35-65 У1	35/√3	75/150/300	1981.
ТН-35 1С ф.В	ЗНОМ-35-65	35/√3	75/150/300	1977.
ТН-35 1С ф.С	ЗНОМ-35-65 У1	35/√3	75/150/300	1977.
ТН-35 2С ф.А	ЗНОМ-35-65 У1	35/√3	75/150/300	1980
ТН-35 2С ф.В	ЗНОМ-35-65 У1	35/√3	75/150/300	1980
ТН-35 2С ф.С	ЗНОМ-35-65 У1	35/√3	75/150/300	1980
ТН-10 1С	НТМИ-10-6613	10/√3	120/200/480	1984
ТН-10 2С	НТМИ-10-66	10/√3	120/200/480	1977/ 2014

### 3 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ДЛЯ ВЫБОРА ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИИ СКОВОРОДИНО

Средняя активная мощность – применяется для расчета потребляемой мощности и выбора силовых трансформаторов. Определяется по следующей формуле. Средней мощностью называется математическое ожидание вероятностной характеристики нагрузки за рассматриваемый период времени.

$$P_{CP} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i; \quad (1)$$

где  $T$  – период, в течение которого производились измерения, равен 24 часа;

$$P_{CP} = \frac{1}{24} \cdot \left[ \begin{array}{l} 65,5 + 63,4 + 62,6 + 62,4 + 62,3 + 62,5 + 62,2 + 61,7 \\ +61,2 + 60,9 + 60,3 + 60,1 + 60,4 + 60,2 + 60,7 + 61,1 \\ +61,0 + 61,2 + 61,4 + 62,5 + 62,3 + 64,7 + 64,9 + 65,1 \end{array} \right] = 62,11 \text{ MBm};$$

Максимальная мощность - используется для выбора элементов электрической сети, расчета и анализа установившихся режимов. Под максимальной мощностью понимается средняя мощность за получасовую максимальную нагрузку энергосистемы.

$$P_{MAX} = \frac{1}{T_{MAX}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_{MAX}; \quad (2)$$

$$P_{MAX} = \frac{1}{5} \cdot (64,7 + 64,9 + 65,1 + 65,5 + 63,4) = 64,72 \text{ МВт};$$

Далее рассчитываем коэффициент максимума, по которому будем определять среднюю мощность.

$$K_{MAX} = \frac{P_{MAX}}{P_{CP}}; \tag{3}$$

$$K_{MAX} = \frac{64,72}{62,11} = 1,25;$$

Исходные данные для расчёта взяты по результатам контрольных замеров на декабрь 2021 года и представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Исходные данные

Наименование	Максимальная активная мощность , МВт		Максимальная реактивная мощность , МВАр	
	Осенне-зимний период	Весенне-летний период	Осенне-зимний период	Весенне-летний период
1	2	3	4	5
АТ	64,72	56,7	14,4	11,4
Т	24,3	18,2	3,5	3,4

Определяем прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов на примере максимальной спрогнозированной мощности, МВт:

$$P_{прог}^{CP} = P_{CP} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t}, \tag{4}$$

где  $P_{cp}$  – средняя мощность;

$\varepsilon$  – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,101 согласный [12].

$t_{прог}$  – год, для которого определяется электрическая нагрузка;

При проектировании сетей принимаем  $t_{прог} - t$  равным 5.

спрогнозированные нагрузки на подстанции:

$$P_{прог}^{cp} = 62,11 \cdot (1 + 0,063)^5 = 100,48 \quad (5)$$

$$P_{max} = P_{прог} \cdot k_{max} \quad (6)$$

$$P_{max} = 84,3 \cdot 1,25 = 125,605 \text{ МВт}$$

$$Q_{max} = Q_{cp} \cdot k_{max}, \quad (7)$$

$$Q_{max} = 19,58 \cdot 1,25 = 24,47 \text{ Мвар}$$

Далее для остальных подстанций расчет произведен аналогичным образом. Все данные представлены в таблице 10 с перспективой на 5 лет.

Таблица 10 – Характеристики с перспективой на 5 лет

Наименование	Максимальная активная мощность ПС, МВт		Максимальная реактивная мощность ПС, МВАр	
	Осенне-зимний период	Весенне-летний период	Осенне-зимний период	Весенне-летний период
1	2	3	4	5
АТ	125,605	110,41	24,47	20,82
Т	45,81	32,55	5,66	5,26

Расчетная мощность:

$$S_p = \sqrt{(P_{\max})^2 + (Q_{\max})^2} \quad (8)$$

$$S_{AT} = \sqrt{(125,605)^2 + (24,47)^2} = 127,97 \text{ MVA}$$

$$S_T = \sqrt{(45,81)^2 + (32,55)^2} = 53,9 \text{ MVA}$$

В соответствии с [13] на первом этапе реконструкции прогнозируемая расчётная мощность равна  $S_{AT} = 127,97 \text{ MVA}$ .

#### 4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ И СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

При выборе числа трансформаторов на подстанции руководствуются надежностью электроснабжения. Для потребителей первой категории применяется установка двух трансформаторов.

Мощность выбранных трансформаторов должна быть достаточной для обеспечения энергией потребителей среднего и низкого напряжения. При параллельной работе трансформаторы должны иметь одинаковое напряжение, обозначаемое как  $U_k$ , а также должны иметь одинаковые схемы соединения обмоток обмоток. В связи с этим, на подстанции устанавливаются два трансформатора одного типа и мощности.

Мощность трансформатора определяем по формуле :

$$S = \frac{S_{\max}}{n_{mp} \cdot k_3} \quad (9)$$

Где  $k_3$  - коэффициент загрузки, для двухтрансформаторной подстанции.

$n_{mp}$  - количество трансформаторов на подстанции;

$S$  - полная мощность, МВА

$$S_{AT} = \frac{127,97}{2 \cdot 0,6} = 106,64 \quad (10)$$

$$S_T = \frac{53,9}{2 \cdot 0,7} = 38,5 \quad (11)$$

Выбираем 2 АДЦТН 125000/220/110-ХЛ1. Параметры трансформатора сведены в таблицу 11

Таблица 11 - Номинальные параметры трансформатора АДЦТН 125000/220/110-ХЛ1.

Параметр	Единицы измерения	Значения
$S_{ном}$	<i>МВА</i>	125
$U_{ВН}$	<i>кВ</i>	230
$U_{СР}$	<i>кВ</i>	121
$U_{НН}$	<i>кВ</i>	11
$P_{xx}$	<i>кВт</i>	34
$I_x$	%	0,045

Обозначение расшифровывается: автотрансформатор трёхфазный с принудительной циркуляцией масла и воздуха с ненаправленным потоком масла и воздуха, трёхобмоточный с системой регулирования напряжения под нагрузкой.

Выбираем два трансформатора ТРДН-40000/110 параметры трансформатора сведены в таблицу 12

Таблица 12 - Номинальные параметры трансформатора ТРДН-40000/110

Параметр	Единицы измерения	Значения
$S_{ном}$	<i>МВА</i>	40
$U_{ВН}$	<i>кВ</i>	115
$U_{СР}$	<i>кВ</i>	36,5
$U_{НН}$	<i>кВ</i>	10,5
$P_{xx}$	<i>кВт</i>	36
$I_x$	%	0,065

Тогда коэффициент загрузки будет равен:

$$k_3 = \frac{S_{расч}}{n_{mp} \cdot S} \quad (12)$$

Где  $n_{mp} = 2$  в нормальном режиме

$n_{mp} = 1$  в аварийном режиме.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме должен находиться в пределах:

$$0,5 \leq K_{з.норм} \leq 0,75 \quad (13)$$

А послеаварийный режим не должен превышать технически допустимого значения:

$$K_{з.ав} \leq 1,4 \quad (14)$$

Рассчитываем коэффициенты по формуле:

$$k_{з.норм.ам} = \frac{127,97}{2 \cdot 125} = 0,51 \quad (15)$$

$$k_{з.ав.ам} = \frac{127,97}{1 \cdot 125} = 1,02 \quad (16)$$

$$k_{з.норм.т} = \frac{53,9}{2 \cdot 40} = 0,66 \quad (17)$$

$$k_{з.ав.т} = \frac{53,9}{1 \cdot 40} = 1,32 \quad (18)$$

Таким образом выбранные трансформаторы соответствуют технической надёжности. Для выбора трансформаторов использовалось [31]

## 5 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Нарушение целостности изоляции электрических цепей является причиной возникновения коротких замыканий. Такие сбои могут возникать по разным причинам, но наиболее распространенной причиной является переходное сопротивление.

При выборе оборудования, такого как токоведущие части, аппаратура и токоограничивающие устройства, необходимо учитывать потенциальный ток, который может протекать через них. Для выполнения этих условий важно иметь возможность определить ток короткого замыкания в любой момент времени. В настоящее время для этой цели широко используется электронно-вычислительные машины, которые выполняют расчеты токов короткого замыкания.

В случае с ПС 220 кВ Сквородино будет проведен расчет трехфазных и двухфазных токов короткого замыкания. Полученные значения будут использоваться для выбора и проверки основного электротехнического оборудования.

Для более точных результатов было принято решение провести расчет в программе ПВК RastrWin3.

При расчете токов короткого замыкания требуется знать параметры схемы замещения, которые определяются по нижеуказанным формулам.

Сопротивления линий находятся по формуле, Ом:

$$x_l = x_0 \cdot l, \tag{19}$$

где  $x_0$  – удельное индуктивное сопротивление линии;

$l$  – длина заданного участка линии.

## 5.1 Алгоритм расчета токов короткого замыкания в ПВК RastrWin 3

Для расчётов токов КЗ необходимо открыть Несимметрия – Состав/Несим. В столбце Тип выбирается тип КЗ, в столбце П1 номер расчетного узла. Расчёт производится нажатием кнопки «ТКЗ» на панели управления, результаты расчета отображаются в виде суммарной величины модуля тока прямой, обратной и нулевой последовательности.

Таблица 13– Ветви/Несим/ИД

Тип	N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	Название	X	Кт/г	x0
1	2	3	4	5	6	7
Тр-р	1	2	ВН ПС Магдагачи - ВН Т Магдагачи	55.00	1.000	55.000
Тр-р	2	3	ВН Т Магдагачи - СН Т Магдагачи		0.500	
Тр-р	2	4	ВН Т Магдагачи - НН Т Магдагачи	41.00	0.160	41.000
ЛЭП	1	5	ВН ПС Магдагачи - ПС Гонжа/т	15.44		46.320
ЛЭП	1	6	ВН ПС Магдагачи - Магдагачи-Ульручьи/т	51.90		155.700
ЛЭП	6	8	Магдагачи-Ульручьи/т - ПС Ульручьи/т	1.29		155.700
ЛЭП	8	9	ПС Ульручьи/т - ВН ПС Скворородино	12.61		37.830
ЛЭП	5	7	ПС Гонжа/т - ПС Талдан/т	36.47		109.410
Выкл	6	54	Магдагачи-Ульручьи/т - ПС Талдан/т			
ЛЭП	7	9	ПС Талдан/т - ВН ПС Скворородино	49.34		148.020
ЛЭП	9	10	ВН ПС Скворородино - ВН ПС Тында	33.25		99.750
Тр-р	10	11	ВН ПС Тында - ВН АТ Тында	52.00	1.000	52.000
Тр-р	11	12	ВН АТ Тында - СР АТ Тында		0.500	
Тр-р	11	13	ВН АТ Тында - НН АТ Тында	97.50	0.160	97.500
Тр-р	9	14	ВН ПС Скворородино - ВН АТ Скворородино	30.50	0.500	30.500
Тр-р	14	15	ВН АТ Скворородино - НН АТ Скворородино		1.000	
Тр-р	14	16	ВН АТ Скворородино - СР АТ Скворородино	68.00	0.160	68.000
ЛЭП	16	17	СР АТ Скворородино - ВН БАМ	4.06		12.160
Тр-р	17	18	ВН БАМ - ВН Т БАМ	106.00	1.000	106.000
Тр-р	18	19	ВН Т БАМ - НН Т БАМ	33.50	0.090	33.500
Тр-р	18	20	ВН Т БАМ - СР Т БАМ		0.320	
ЛЭП	20	21	СР Т БАМ - ВН Т Ольдой	4.00		12.000
Тр-р	21	22	ВН Т Ольдой - НН Т Ольдой	24.60	0.171	24.600
ЛЭП	20	23	СР Т БАМ - ВН Муртыгит	18.22		54.660
Тр-р	23	24	ВН Муртыгит - НН Т1 Муртыгит	24.40	0.286	24.400

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7
Тр-р	23	25	ВН Муртыгит - НН Т1 Муртыгит	32.00	0.286	32.000
ЛЭП	20	26	СР Т БАМ - ВН Т Монголи	12.81		38.430
Тр-р	26	27	ВН Т Монголи - НН Т Монголи	24.60	0.171	24.600
ЛЭП	26	28	ВН Т Монголи - ВН Т Коровино	1.33		3.990
Тр-р	28	29	ВН Т Коровино - НН Т Коровино	24.60	0.171	24.600
Выкл	16	30	СР АТ Сквородино - ВН Сквородино			
Тр-р	30	31	ВН Сквородино - ВН Т Сквородино	113.00	1.000	113.000
Тр-р	31	32	ВН Т Сквородино - НН Т Сквородино	65.50	0.090	65.500
Тр-р	31	33	ВН Т Сквородино - СР Т Сквородино		0.318	
ЛЭП	33	34	СР Т Сквородино - ВН Т КС-6	2.22		6.660
Тр-р	34	35	ВН Т КС-6 - НН Т КС-6	70.00	0.286	70.000
ЛЭП	33	36	СР Т Сквородино - ВН Невер	2.90		8.700
ЛЭП	36	37	ВН Невер - ВН Промежуточная	14.77		44.310
Тр-р	37	38	ВН Промежуточная - НН Промежуточная	23.00	0.286	23.000
ЛЭП	37	39	ВН Промежуточная - ВН Соловьевск	24.60		73.800
Тр-р	39	40	ВН Соловьевск - НН Соловьевск	1.33	0.171	1.330
ЛЭП	39	41	ВН Соловьевск - ВН Т Уркан	3.90		11.700
Тр-р	41	42	ВН Т Уркан - НН Т Уркан	24.60	0.286	24.600
ЛЭП	39	43	ВН Соловьевск - ВН Инагли	3.90		11.700
Тр-р	43	44	ВН Инагли - НН Инагли	23.00	0.171	23.000
Тр-р	36	45	ВН Невер - НН Невер	24.60	0.017	24.600
ЛЭП	36	46	ВН Невер - ВН Линейная	2.05		2.050
Тр-р	46	47	ВН Линейная - НН Линейная	2.60	0.171	2.600
1	2	3	5	6	7	8
ЛЭП	33	48	СР Т Сквородино - ВН Ср.Рейново	26.70		26.700
Тр-р	48	49	ВН Ср.Рейново - НН Ср.Рейново	498.00	0.011	498.000
ЛЭП	33	50	СР Т Сквородино - ВН Таёжная	26.70		80.100
Тр-р	50	51	ВН Таёжная - НН Таёжная	498.00	0.110	498.000
ЛЭП	33	52	СР Т Сквородино - ВН Джалинда	26.70		80.100
Тр-р	52	53	ВН Джалинда - ВВ Джалинда	16.00	0.286	16.000
Выкл	54	7	ПС Талдан/т - ПС Талдан/т			

Таблица 14 – Узлы/Несим/ИД

Тип0	Номер	Название	U_ном
1	2	3	4
у	1	ВН ПС Магдагачи	220
у	2	ВН Т Магдагачи	220
у	3	СН Т Магдагачи	110
у	4	НН Т Магдагачи	35
у	5	ПС Гонжа/т	220
у	6	Магдагачи-Ульручи/т	220
у	7	ПС Талдан/т	220
у	9	ВН ПС Сквородино	220
у	10	ВН ПС Тында	220
у	11	ВН АТ Тында	220
у	12	СР АТ Тында	110
у	13	НН АТ Тында	35
у	14	ВН АТ Сквородино	220
у	15	НН АТ Сквородино	35
у	16	СР АТ Сквородино	110
у	17	ВН БАМ	110
у	18	ВН Т БАМ	110
у	19	НН Т БАМ	10
у	20	СР Т БАМ	35
у	21	ВН Т Ольдой	35
у	22	НН Т Ольдой	6
у	23	ВН Муртыгит	35
у	24	НН Т1 Муртыгит	10
у	25	НН Т1 Муртыгит	10
1	2	3	4
у	26	ВН Т Монголи	35
у	27	НН Т Монголи	6
у	28	ВН Т Коровино	35
у	29	НН Т Коровино	6
у	30	ВН Сквородино	110
у	31	ВН Т Сквородино	110
у	32	НН Т Сквородино	10
у	33	СР Т Сквородино	35
у	34	ВН Т КС-6	35
у	35	НН Т КС-6	10
у	36	ВН Невер	36
у	37	ВН Промежуточная	35
у	38	НН Промежуточная	10
у	39	ВН Соловьевск	35

1	2	3	4
у	40	НН Соловьевск	6
у	41	ВН Т Уркан	35
у	42	НН Т Уркан	6
у	43	ВН Инагли	35
у	44	НН Инагли	6
у	45	НН Невер	6
у	46	ВН Линейная	35
у	47	НН Линейная	10
у	48	ВН Ср.Рейново	35
у	49	НН Ср.Рейново	
у	50	ВН Таёжная	35
у	51	НН Таёжная	
у	52	ВН Джалинда	35
у	53	ВВ Джалинда	10
у	8	ПС Ульручы/г	220
у	54	ПС Талдан/г	220

Таблица 15 – Генератор/Несим/ИД

Название	х, Ом	х2, Ом	Е, кВ
ВН ПС Магдагачи	0,4	0,35	200,000

Ударный ток КЗ находится по следующей формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)}, \quad (20)$$

где  $I_{\text{ПО}}^{(3)}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания;

$K_{y\partial}$  – ударный коэффициент.

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0.01}{T_a}}, \quad (21)$$

где  $T_a$  – постоянная времени.

Рассчитываем аperiodическую составляющую тока КЗ

Результаты расчета приведены в таблице 16

$$i_{анер.} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(3)} \quad (22)$$

Таблица 16 – Значения токов трехфазного и двухфазного КЗ на шинах ПС Сковородино

Точка КЗ	$I_{ПО}^{(3)}$ , кА	$I_{ПО}^{(2)}$ , кА	$T_a$	$i_{уд}$ , кА	$i_{анер.}$ , кА
Шина 220 кВ ПС Сковородино	3,104	1,522	0,03	8,43	4,39
Шина 110 кВ ПС Сковородино	3,402	2,124	0,03	9,29	4,81
Шина 35 кВ ПС Сковородино	4,2443	2,1222	0,03	11,52	4,93

## 6 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО КОМПОНОВКЕ ПОДСТАНЦИИ СКОВОРОДИНО

По итогам расчетов, произведенных в предыдущей главе, необходимо произвести выбор и проверку оборудования ПС 220 кВ Сквородино, входящего в объем й реконструкции:

- выбор и проверка оборудования РУ 220 кВ;
- выбор и проверка оборудования РУ 110 кВ;
- выбор и проверка оборудования РУ 35 кВ;

Для начала следует разработать конструктивное исполнение и типовые схемы на сторонах распределительных устройств.

На данный момент:

ОРУ-220 кВ выполнено по схеме № 220-12 «одна секционированная система сборных шин с обходной системой шин».

ОРУ-110 кВ выполнено по схеме № 110-12 «одна секционированная система сборных шин с обходной системой шин»».

ОРУ-35 кВ выполнено по схеме № 35-9 «одна секционированная система сборных шин».

### **6.1 Разработка вариантов конструктивного исполнения распределительного устройства подстанции Сквородино при реконструкции**

В соответствии с климатическими условиями приведённые в таблице 1 , а так же для компактности подстанции с целью подключения в будущем новых потребителей, принято решение принято решение по замене ОРУ 220 на КРУ , ОРУ 110 на КРУ, ОРУ 35 на КРУН.

К явным преимуществам КРУЭ над другими установками является следующее:

- безопасность для эксплуатационного персонала;
- сейсмостойкость;
- простота монтажа;
- низкие эксплуатационные расходы;
- разнообразие компоновочных решений;
- высокая скорость подготовки площади обслуживания;
- уровень шума значительно ниже.

Для стороны 220 кВ выбираем КРУ марки 300SR отечественного производства.

Оборудование, поставляемое в КРУ следует проверить согласно действующей технической документации на устойчивость токов короткого замыкания, максимальных утяжелённых рабочих токов, наибольших рабочих напряжений и т.д. Технические характеристики выбранного КРУЭ представлены в таблице 17

Таблица 17 – Основные параметры КРУЭ 300SR

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	245
Номинально выдерживаемое напряжение промышленной частоты, кВ	460
Номинальный ток сборных шин и присоединений, А	4000
Номинальный ток отключения, кА	50
Ток электродинамической стойкости, кА	130
Ток термической стойкости, кА/с	50

Для стороны 110 кВ выбираем КРУ-УЭТМ-110 кВ с элегазовой изоляцией АВВ типа ELK-04. Технические характеристики выбранного КРУЭ представлены в таблице 18

Таблица 18 – Основные параметры КРУ-УЭТМ-110 кВ с элегазовой изоляцией АВВ типа ELK-04

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	110
Номинально выдерживаемое напряжение промышленной частоты, кВ	132
Номинальный ток сборных шин и присоединений, А	3150
Номинальный ток отключения, кА	40
Ток электродинамической стойкости, кА	100
Ток термической стойкости, кА/с	40

На низких сторонах напряжения следует устанавливать комплектные распределительные устройства типа КРУН с вакуумными выключателями, что является экономически и технически обоснованным для класса напряжения 35 кВ.

Таким образом, на напряжении 35 кВ принимается к установке КРУН типа К-405 производства Чебоксарского электромеханического завода (ЧЭМЗ). Техническое описание ячеек КРУН К-405 представлено в таблице 19

Таблица 19 – Основные параметры КРУН К-405

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	35
Номинальное выдерживаемое напряжение промышленной частоты, кВ	48

Номинальный ток сборных шин и присоединений, А	3150
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Ток электродинамической стойкости, кА	80
Ток термической стойкости, кА/с	31,5

## 6.2 Разработка однолинейной схемы подстанции

Определяющим при проектировании электрической части подстанций, является выбор главной схемы, так как он определяет состав элементов и связей между ними.

При выборе главной схемы электрических соединений объекта следует руководствоваться следующими факторами:

- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- величина напряжения;
- число питающих линий и отходящих присоединений.

Для подстанции 220 кВ Сковородино выбираем однолинейную схему для КРУ 220кВ и 110 кВ. Исходя из количества присоединений и требований к надежности, принимаем схему №220-13 «Две рабочие системы шин». Отказ от обходной системы шин обоснован исполнением распределительного устройства на стороне 220 кВ в виде КРУЭ. Схему с обходной системой шин для КРУЭ применять не рекомендуется, так как экономически не оправдано. Надежность оборудования КРУЭ достаточно высокая и дополнительное повышение его надежности за счет применения обходной системы шин не требуется. Выбранные схемы изображены на рисунках 2 и 3.

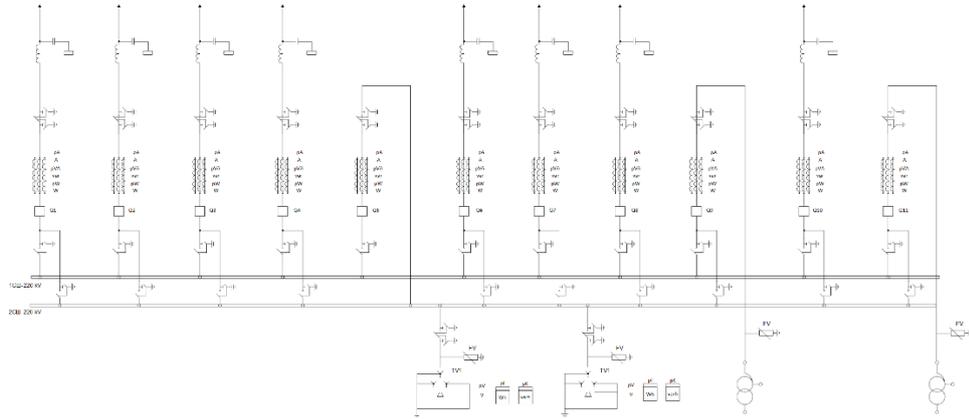


Рисунок 2 – однолинейная схема КРУЭ 220 кВ

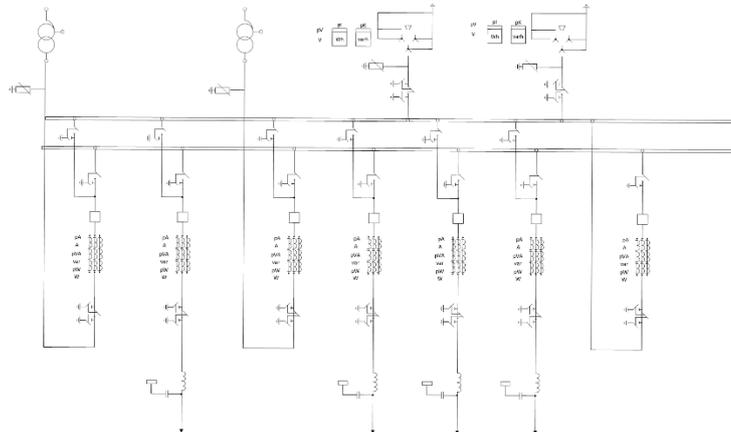


Рисунок 3 – однолинейная схема КРУЭ 110 кВ

Согласно действующей нормативно-технической документации, указанной выше на стороне 35 кВ выбрана схема 35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем система шин». Выбранная схема изображена на рисунке 4.

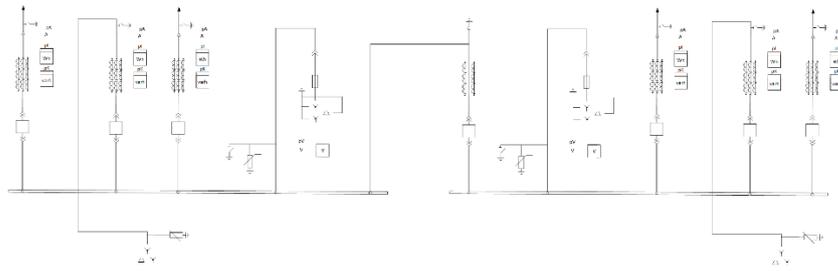


Рисунок 4 – однолинейная схема КРУН 35 кВ

## 7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПОДСТАНЦИИ СКОВОРОДИНО

Для выбора электрических аппаратов КРУ необходимо рассчитать максимальные рабочие токи в утяжелённом режиме.

Максимальный рабочий ток на АТ1 220 кВ :

$$I_{\max BH} = \frac{1.2 \cdot S_{AT1}}{\sqrt{3} \cdot U_{AT1BH}}; \quad (23)$$

$$I_{\max BH} = \frac{1.2 \cdot 125000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 394 \text{ A.}$$

Максимальный рабочий ток на АТ1 110 кВ:

$$I_{\max CH} = \frac{1.2 \cdot S_{AT1}}{\sqrt{3} \cdot U_{AT1CH}}; \quad (24)$$

$$I_{\max.CH} = \frac{1.2 \cdot 125000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 787,3 \text{ A.}$$

Максимальный рабочий ток на Т1 110 кВ:

$$I_{\max CH} = \frac{1.2 \cdot S_{AT1}}{\sqrt{3} \cdot U_{AT1CH}}; \quad (25)$$

$$I_{\max.CH} = \frac{1.2 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 251,9 \text{ A.}$$

Максимальный рабочий ток на Т1 35 кВ:

$$I_{\max CH} = \frac{1.2 \cdot S_{T1}}{\sqrt{3} \cdot U_{T1CH}}; \quad (26)$$

$$I_{\max.CH} = \frac{1.2 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 791,8 \text{ A.}$$

### 7.1 Выбор и проверка выключателей

Выбор выключателей производится по значению номинального напряжения. Проверку следует производить по термической устойчивости. Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для определенного момента времени. Помимо этого, производится проверка по динамической стойкости, сравнивая значение завода со значением ударного тока КЗ.

Итак, проверку по термической стойкости производят по следующей формуле:

$$B_K = I_{П0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (27)$$

Где  $t_{откл}$  - время отключения выключателя;

$T_a$  - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Тепловой импульс на для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом время отключения равно:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.выкл} \quad (28)$$

Где  $t_{рз}$  - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты, в данном случае принимаем максимальную выдержку времени ступени, обеспечивающей дальнейшее резервирование – 5 с.

Проверку по способности отключения апериодической составляющей тока КЗ производят по следующей формуле:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл} \quad (29)$$

Где  $\beta_n$  - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключенном токе.

$I_{откл}$  - отключающий номинальный ток.

В составе КРУЭ 220 кВ проверке подлежит выключатель SR220. Для данного выключателя ток отключения составляет 50 кА, доля апериодической составляющей – 40%, полное время отключения – 0,048 с.

Выполним расчёт :

$$t_{откл} = 5 + 0,048 = 5,048 \text{ с}$$

$$B_K = 3,104^2 \cdot (5,048 + 0,03) = 48,93$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 50 = 28,43$$

Сравнение каталожных и расчетных данных КРУЭ 220 SR для выключателя представлено таблице 20

Таблица 20 - Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя 220 кВ

Наименование параметров	Значение заводских параметров	Значение расчётных параметров
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	220	220
Номинальный ток, А	245	220
Номинальный ток включения/отключения, кА	4000	394
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	50	3,104
Ток термической стойкости, кА	28,3	4,39
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup>	50	3,104
Ток динамической, кА	12600	48,93

Таким образом, выключатель 220 SR удовлетворяет производственным проверкам и может быть принят к установке в выбранное КРУЭ 220 SR.

По аналогии проверяем выключатели на КРУ-УЭТМ-110 кВ, КРУН К-405 . Результаты приведены в таблице 21-22

Таблица 21 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 110 кВ

Наименование параметров	Значение заводских параметров	Значение расчётных параметров
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	3150	787,3
Номинальный ток включения/отключения, кА	40	3,402

Апериодическая составляющая номинального тока, $кА$	18,4	4,81
Ток термической стойкости, $кА$	50	3,402
Допустимый тепловой импульс, $кА^2$	5400	58,21
Ток динамической, $кА$	100	9,29

Таким образом, удовлетворяет производственным проверкам и может быть принят к установке в КРУН К-405.

Таблица 22 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 35 кВ

Наименование параметров	Значение заводских параметров	Значение расчётных параметров
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	48	35
Номинальный ток, $A$	3150	791,8
Номинальный ток включения/отключения, $кА$	31,5	4,2443
Апериодическая составляющая номинального тока, $кА$	12,4	4,93
Ток термической стойкости, $кА$	31,5	4,2443
Допустимый тепловой импульс, $кА^2$	3200	90,6
Ток динамической, $кА$	80	11,52

Таким образом, выключатель 220 SR удовлетворяет производственным проверкам и может быть принят к установке в выбранное КРУН К-405.

## 7.2 Выбор и проверка трансформатора тока

Выбор трансформаторов тока производим на высокое напряжение (КРУЭ).

Трансформатор тока – это устройство, которое уменьшит первичный ток до значений, которые будут наиболее комфортны для измерительных приборов и релейной защиты. Также оно сделает возможным отделение цепей измерения от настоящих электрических разрядов высокого напряжения. ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному то-

кам, по роду установки, конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Трансформаторы тока выбираются со вторичным током 5А и двумя сердечниками с соответствующими классами точности по требованиям ПУЭ.

Для рассмотрения примера возьмём выбор трансформатора тока на высокое напряжение (КРУЭ).

Выбираем трансформаторы тока входящего в состав КРУЭ 300SR.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока представлена в таблице 23

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока.

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт	Нагрузка Q, вар	Прибор
Линии 220 кВ					
Амперметр	8	ЦП 8501/10	4,0	4,0	4,0
Ваттметр	8	ЦП 8506/120	0,8	0,8	0,8
Варметр	8	ЦП 8506/120	0,8	0,8	0,8
Счетчик комплексный	8	СЕ 304	4,0	4,0	4,0
<i>Итого</i>	-	-	<i>12</i>	<i>12</i>	<i>12</i>
Ввода 110 кВ трансформаторов					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
Линии 35 кВ					
Амперметр	4	ЦП 8501/10	2,0	2,0	2,0
Ваттметр	4	ЦП 8506/120	0,4	0,4	0,4
Варметр	4	ЦП 8506/120	0,4	0,4	0,4
Счетчик комплексный	4	СЕ 304	2,0	2,0	2,0
<i>Итого</i>	-	-	<i>7,2</i>	<i>7,2</i>	<i>7,2</i>
Линии 110 кВ					
Амперметр	4	ЦП 8501/10	4,0	4,0	4,0

1	2	3	4	5	6
Ваттметр	4	ЦП 8506/120	0,8	0,8	0,8
Варметр	4	ЦП 8506/120	0,8	0,8	0,8
Счетчик комплексный	4	СЕ 304	4,0	4,0	4,0
<i>Итого</i>	-	-	<i>12</i>	<i>12</i>	<i>12</i>

Наиболее нагруженными являются фазы А и С, потребляемая приборами мощность составляет 3,1 ВА.

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2НОМ} \geq \sum (Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_K). \quad (30)$$

$$Z_2 = R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K; \quad (31)$$

$$R_{ПР} = R_{2НОМ} - R_{ПРИБ} + R_K; \quad (32)$$

где  $r_{ПР}$  - сопротивление проводов;

$r_{2НОМ}=20$  Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$r_{ПРИБ}$  - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

Покажем расчет наиболее загруженного ТТ.

$$R_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2}; \quad (33)$$

$$R_{\text{ПРИБ}} = \frac{3,1}{5^2} = 0,124 \text{ Ом.}$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_{\text{К}} = 0,05$  Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$R_{\text{ПР}} = 20 - 0,124 + 0,05 = 19,826 \text{ Ом}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{R_{\text{ПР}}}; \tag{34}$$

где  $l$  - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0175$  - удельное сопротивление материала (медь).

$$q = \frac{0,0175 \cdot 150}{19,826} = 0,132 \text{ мм}^2 \tag{35}$$

Принимаем кабель с сечением  $2,5 \text{ мм}^2$ , тогда сопротивление провода будет равно:

$$R_{\text{ПР}} = \frac{\rho \cdot l}{S_{\text{ПР}}}; \tag{36}$$

$$R_{IP} = \frac{0,0175 \cdot 150}{2,5} = 1,05 \text{ Ом} \quad (37)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = R_2 = 0,548 + 1,05 + 0,05 = 1,648 \text{ Ом} \quad (38)$$

Произведем расчет термической стойкости ТТ:

$$B_{K.ном} = I_{T.C.}^2 \cdot t_{T.C.}; \quad (39)$$

$$B_{K.ном} = 82^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (40)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов тока на высоком напряжении представлено в таблице 24.

Таблица 24 – Проверка трансформаторов тока КРУЭ 220 SR

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 4000 \text{ А}$ $I_{2НОМ} = 5 \text{ А}$ Класс точности 0,5	$I_{max} = 328 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{НОМ}$
$Z_{2доп} = 20 \text{ Ом}$	$Z_{2расч} = 7,53 \text{ Ом}$	$Z_{2расч} \leq Z_{2доп}$
$I_{дин} = 135 \text{ кА}$	$i_y = 3,104 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 48,93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы тока 220 SR в составе КРУЭ 220 кВ.

Сравнение заводских и расчетных параметров трансформаторов тока в КРУНК-405, марки ТОЛ-35Б-II У2 приведены в таблицах 25 и 26

соответственно.

Таблица 25 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$ $I_{2НОМ} = 5 \text{ А}$ Класс точности 0,5	$I_{\max} = 659,8 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$Z_{2\text{доп}} = 20 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{расч}} = 7,34 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{расч}} \leq Z_{2\text{доп}}$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_y = 4.93 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$В_{\text{к}} = 90,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$В_{\text{к}} \leq I_T^2 \cdot t_T$

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы тока в составе КРУН К-405, марки ТОЛ-35Б-II У2.

Таблица 26 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$ $I_{2НОМ} = 5 \text{ А}$ Класс точности 0,5	$I_{\max} = 656,1 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$Z_{2\text{доп}} = 20 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{расч}} = 7,53 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{расч}} \leq Z_{2\text{доп}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_y = 3,40 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 5400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$В_{\text{к}} = 657,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$В_{\text{к}} \leq I_T^2 \cdot t_T$

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы тока в составе КРУ-УЭТМ-110, марки ТОЛ-СЭЦ-10 У2.

### 7.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 27

Таблица 27 – вторичная нагрузка на шинах

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка P, Вт	Нагрузка Q, вар
Шины 220 кВ				
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	4	1,2
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	4	1,2
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	4	1,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	4	1,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	4	1,2
1	2	3	4	5
Итого	-	-	20	6
Шины 110 кВ				
Вольтметр	2	ЦП 8501/17		5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17		5
Варметр	2	ЦП 8506/120		8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304		8
<i>Итого</i>	-	-		26
Шины 35 кВ				
Вольтметр	2	ЦП 8501/17		5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17		5
Варметр	2	ЦП 8506/120		8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304		8
<i>Итого</i>	-	-		26

Выполним проверку для трансформатора напряжения в составе КРУЭ220 кВ SR 220. Выполним расчет вторичной нагрузки ТН 220 кВ:

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{26^2 + (26 \cdot 0,65)^2} = 31 \text{ ВА} \quad (41)$$

Рассчитаем наибольшее рабочее напряжение на шинах ПС Скородино:

$$U_{НРН}^{220} = 1,15 \cdot 220 = 252 \text{ кВ}$$

$$U_{НРН}^{110} = 1,15 \cdot 110 = 126,5 \text{ кВ}$$

$$U_{НРН}^{35} = 1,15 \cdot 35 = 40 \text{ кВ}$$

$$U_{НРН}^{10} = 1,15 \cdot 10 = 12 \text{ кВ}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения SR 220 представлено в таблице 28

Таблица 28 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	460	252
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	220	220
Предельная мощность ТН, ВА	200	31

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы напряжения в составе КРУЭ SR 220.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения в составе КРУН К-405 НАМИ-35 У2 представлено в таблице 29

Таблица 29 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 35 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,2	40,2
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	35	35
Предельная мощность ТН, ВА	200	31

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы напряжения НАМИ 35 У2 в составе КРУН К-405.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения в составе КРУ-УЭТМ представлено в таблице 30

Таблица 30 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 110 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	132	126,5
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	10	10
Предельная мощность ТН, ВА	200	31

#### 7.4 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей производим на высокое напряжение (КРУЭ).

Выбор разъединителей проводится, как и выключателей, но без проверок на отличающую способность т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

Выбор и проверку выключателей производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по длительно допустимому току, по отключающей способности, по термической и электродинамической устойчивости.

На стороне 220 кВ выберем разъединители марки:

РГ.1-220/1000-31,5 УХЛ1– с одним заземляющим ножом.

РГ.2-220/1000-31,5 УХЛ1– с двумя заземляющими ножами.

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}, \quad (42)$$

$$220 \leq 220 \text{ кВ},$$

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{НОМ}, \quad (43)$$

$$328 \leq 3150 \text{ А},$$

Проверку по отключающему току производят по следующему условию:

$$I_{П\tau} \approx I_{П0} \leq I_{ОТКЛ.НОМ}, \quad (44)$$

Ток на стороне ВН (220кВ)

$$4,2 \leq 40,5 \text{ кА},$$

Проверку по включаемому току производят по следующему условию:

$$I_{П0} \leq I_{ВКЛ.НОМ}, \quad (45)$$

$$4,2 \leq 40,5 \text{ кА},$$

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{уд} \leq I_{д.с.}, \quad (46)$$

$$4,39 \leq 125 \text{ кА},$$

Проверку по термической устойчивости производят по следующей формуле:

$$B_K = I_{П0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (47)$$

$$B_K = 4,2^2 \cdot (5,048 + 0,04) = 48,93 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

$$B_{к.ном} = I_{Т.С.}^2 \cdot t_{Т.С.}, \quad (48)$$

$$B_{к.ном} = 40,5^2 \cdot 3 = 4920 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

$$B_{к.ном} = 40,5^2 \cdot 1 = 1640 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

$$B_K \leq B_{к.ном}, \quad (49)$$

$$48,93 \leq 4920 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

$$48,93 \leq 1640 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных РГ-220/1000-31,5 УХЛ1 представлено в таблице 31.

Таблица 31 – Сравнение данных разъединителя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$	$I_{\max} = 394 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{д.с.} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 4,39 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{д.с.}$
Главные ножи		
$V_{К.НОМ} = 4920 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{К} = 48,93 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{К} \leq V_{К.НОМ}$
Заземляющие ножи		
$V_{К.НОМ} = 1640 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{К} = 48,93 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{К} \leq V_{К.НОМ}$

Выбранный разъединитель удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

По аналогии проверяем разъединители на КРУ 110 кВ и КРУН 35 кВ выбираем разъединители марок РН П – СЭЩ 110/1000 УХЛ 1 и РПГ СЭЩ – 35/1000 УХЛ1.

Сопоставление каталожных и расчетных данных представлено в таблице 32 и 33.

Таблица 32 – Сравнение данных разъединителя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 1250 \text{ А}$	$I_{\max} = 787,3 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{д.с.} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 4,81 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{д.с.}$
Главные ножи		
$V_{К.НОМ} = 4920 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{К} = 58,21 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{К} \leq V_{К.НОМ}$
Заземляющие ножи		
$V_{К.НОМ} = 1640 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{К} = 58,21 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{К} \leq V_{К.НОМ}$

Выбранный разъединитель удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

Таблица 33 – Сравнение данных разъединителя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 1250 \text{ А}$	$I_{\max} = 791,8 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$

$I_{д.с.} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 4,93 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{д.с.}$
Главные ножи		
$В_{К.НОМ} = 4920 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{К} = 90,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{К} \leq В_{К.НОМ}$
Заземляющие ножи		
$В_{К.НОМ} = 1640 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{К} = 90,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{К} \leq В_{К.НОМ}$

Выбранный разъединитель удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

### 7.5 Выбор трансформаторов собственных нужд

К системе собственных нужд электрических подстанций предъявляют два основных требования: обеспечение надежности и экономичности работы механизмов СН. Также важным условием работы СН является обеспечение экономичности в связи с большим потреблением электроэнергии на собственные нужды.

В зависимости от типа и мощности подстанции питание потребителей собственных нужд должно осуществляться от специально установленных трансформаторов. Такими потребителями являются: система охлаждения силовых трансформаторов, обогрев шкафов с установленной в них электроаппаратурой, система пожаротушения и другие. При установке трансформаторов мощность их берется по полной суммарной мощности потребителей собственных нужд:

$$S_{ТЧН} = \frac{\sum S_{СН}}{2 \cdot k_3}, \quad (50)$$

Расчётные данные мощности и потребления на собственные нужды подстанции сведены в таблицу 34.

Таблица 34 – Мощности основных потребителей собственных нужд

Потребители	Потребляемая мощности, кВА
Система охлаждения трансформаторов	24
Подогрев выключателей и приводов на три полюса КРУЭ-220	1,5
Подогрев шкафов в КРУ	14
Подогрев релейных шкафов	1,5
Отопление, освещение, вентиляция КРУ совмещенного с ОПУ	30
Здание административного персонала с диспетчерским пунктом	500
Зарядно-подзарядный агрегат	2x23
Эксплуатационные, ремонтные нагрузки	30
Освещение территории ПС	20
Итого	670

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{670}{2 \cdot 0,7} = 458,57 \text{ кВА},$$

Таким образом, каждой секции шин выбирается к установке по одному трансформатору собственных нужд марки ТМ-630.

Проверим по коэффициентам загрузки:

$$k_{\text{з.норм}} = \frac{459}{2 \cdot 630} = 0,37,$$

$$k_{\text{з.авар}} = \frac{459}{630} = 0,74,$$

По результатам проверки принимаем к установке предварительно выбранные трансформаторы собственных нужд.

### 7.6 Выбор ошиновки

В качестве токопровода для связи КРУ 110 кВ с трансформатором будем использовать жёсткие шины.

Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току  $I_{\text{раб.маx}} = 787,3 \text{ А}$ .

Принимаем, шины ОЖКС 110 с номинальным током  $I_{\text{раб.маx}} = 2000 \text{ А}$ .

$$I_{\text{раб.маx}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (51)$$

$$787,3 \text{ А} \leq 2000 \text{ А},$$

Расположение шины-плашмя. Длина пролета между опрорными изоляторами принимается равной  $L = 1,5 \text{ м}$ .

Проверяем шины на термическую стойкость.

$$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

$$58,21 \leq 4800 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{58,21 \cdot 10^6}}{90} = 84,77 \text{ мм}^2,$$

$$S = a \cdot b = 40 \cdot 3 = 120,$$

где  $a$  и  $b$  – ширина и толщина шины соответственно.

$$84,77 \leq 120 \text{ мм}^2,$$

Максимальные усилия на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{48,3^2}{0,2} = 1236 \text{ Н/м},$$

Напряжение в материале шины, возникающее из-за изгибающегося усилия, МПа:

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot 1,5^2}{6} = 3,75 \text{ см}^3,$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{84 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 3,75} = 50,76 \text{ МПа},$$

Для выбранной шины  $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$  .

Шины считаются механически прочными, если  $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$  .

$$50,76 \leq 75 \text{ МПа},$$

Из этого следует, что напряжение в материале шины не превышает допустимого, то есть они механически прочные.

Таблица 35 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 787,3 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$B_{\text{к.ном}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 58,21 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.ном}}$
$q = 120 \text{ мм}^2$	$q_{\text{мин}} = 84,77 \text{ мм}^2$	$q_{\text{мин}} \leq q$
$\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}} = 50,76 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$

## 7.7 Выбор и проверка изоляторов

Жёсткие шины следует крепить при принятом горизонтальном расположении на изоляторах опорных плашмя, выбор которых производится из следующих условий:

1. По номинальному напряжению  $U_{уст} \leq U_{ном}$  ;

2. По допустимой нагрузке  $F_{расч} \leq F_{доп}$  ;

где  $F_{расч}$  - сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$  - допустимая нагрузка на головку изолятора;

$F_{разр}$  - разрушающая нагрузка на изгиб.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} , \quad (52)$$

На стороне 110 кВ к установке приняты опорные изоляторы ИО-35-3,75 У1 с допустимой нагрузкой на изгиб:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н} ,$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1,4 \cdot \frac{30000^2}{0,2} = 1091 \text{ Н} ,$$

Таблица 36 – Выбор опорных изоляторов ИО-35-3,75

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$F_{доп} = 2250 \text{ Н}$	$F_{расч} = 1091 \text{ Н}$	$F_{расч} \leq F_{доп}$

## 8 ОРГАНИЗАЦИЯ ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ СКОВОРОДИНО

### 8.1 Молниезащита подстанции Сковородино от прямых ударов молнии

На реконструируемой подстанции 220 кВ Сковородино установлены молниёприемники в целях экономии следует проверить их и в случае необходимости добавить молниёприемники .

Как пример мы рассмотрим молниезащиту на КРУЭ 110 кВ.

Высота самого высокого элемента возле КРУЭ 110 кВ 11 м, это линейные порталы, а так как высота других элементов ниже, они так же будут находится под зоной защиты молниеотвода

Высоту молниеотвода на линейном портале 110 кВ – 19,4 м.

Т.к высота молниеотвода меньше 150 м, то его параметры определяются следующими формулами:

Эффективная высота стержневого молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h, \quad (53)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 19,4 = 16,49,$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли по формуле:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (54)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 19,4) \cdot 19,4 = 20,564 \text{ м},$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне линейного и шинного портала по формуле:

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) \quad (55)$$

где  $h_x$  - высота защищаемого объекта, для линейного портала 11 м, для шинного 6 м.

$$r_{хл} = 20,565 \cdot \left( 1 - \frac{11}{16,49} \right) = 6,85 \text{ м},$$

$$r_{хш} = 20,565 \cdot \left( 1 - \frac{6}{16,49} \right) = 13,08 \text{ м},$$

Расстояние между молниеотводами находится в пределе  $h \leq L_{m-m} \leq 2h$ . Тогда найдем наименьшую высоту внутренней зоны молниеотводов 1-2 по формуле:

$$h_c = h - \frac{L}{7}, \quad (56)$$

$$h_c = 19,4 - \frac{20}{7} = 16,54 \text{ м},$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c}, \quad (57)$$

$$r_{\text{схл}} = 20,565 \cdot \frac{16,54 - 11}{16,54} = 6,88 \text{ м},$$

$$r_{\text{схш}} = 20,565 \cdot \frac{16,54 - 6}{16,54} = 13,1 \text{ м},$$

Аналогичный расчет проводится для других пар молниеотводов, результаты расчета сведены в таблицу 40. Подробный расчет приведен в приложении А. Так же результаты расчета молниезащиты представлены в графической части.

Таблица 37 – Параметры зон молниезащиты.

Молниеотводы	L(м)	h(м)	h <sub>эф</sub> (м)	h <sub>с</sub> (м)	r <sub>0</sub> (м)	r <sub>хл</sub> (м)	r <sub>схл</sub> (м)	r <sub>хш</sub> (м)	r <sub>схш</sub> (м)
1-2	20	19,4	16,49	16,54	20,564	6,85	6,88	13,08	13,1
2-3	20	19,4	16,49	16,54	20,564	6,85	6,88	13,08	13,1
3-4	20	19,4	16,49	16,54	20,564	6,85	6,88	13,08	13,1
4-5	20	19,4	16,49	16,54	20,564	6,85	6,88	13,08	13,1

Молниеприемники для КРУ 220 кВ и 35 кВ рассчитываются по аналогии.

Молниеприемники показаны на 5 листе графической части.

## 8.2 Проверка ограничителей перенапряжения

На подстанции Сковородино стоят новые ОПН, установленные в большинстве в 2021 году. Целесообразно проверить их, а не выбирать новые. Нелинейные ограничители напряжения предназначены для защиты изоляции электрооборудования подстанций и электрических сетей от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Проверяем ОПН-220/156-10/680(II) 2 УХЛ1 первоначально по номинальному напряжению по условию:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{РАБ}}, \quad (58)$$

Принимаем первоначально ОПН–П1–220/176/10 У1 по номинальному напряжению 220 кВ.

$$220 \geq 220 \text{кВ},$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ}, \quad (59)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot U_{РАБ}}{\sqrt{3}}, \quad (60)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 220}{\sqrt{3}} = 153 \text{кВ},$$

$$176 \geq 153 \text{кВ},$$

Энергия, пропускаемая ОПН во время грозового импульса в сетях 110-750 кВ определяется как:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{ост}}{Z_B} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (61)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжений;

$U_{ост}$  – остающиеся напряжение на ограничителе (428 кВ);

$Z_B$  – волновое сопротивление линии с учетом импульсной короны, составляет 640 Ом;

$T$  – время распространения волны;

$n$  – количество последовательных токовых импульсов, равное 1.

Величина неограниченных перенапряжений:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (62)$$

где  $U_0$  – напряжение волны перенапряжения в месте ее возникновения, принимается равным 600 кВ;

$k$  – коэффициент полярности, принимается равным  $0,2 \cdot 10^{-3}$  ;

$l$  – длина защитного подхода, определяется из ПУЭ и принимается 2,5 км.

$$U = \frac{600}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,5 \cdot 600} = 462 \text{ кВ},$$

Время распространения волны:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (63)$$

где  $\beta$  – коэффициент затухания волны, принимается 0,91;

$c$  – скорость распространения волны, составляет 300000 км/с.

$$T = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 300000} = 10,99 \text{ мкс},$$

$$\mathcal{E} = \left( \frac{642 - 596}{640} \right) \cdot 428 \cdot 2 \cdot 10,99 \cdot 1 = 493 \text{ кДж},$$

Далее определяется удельная энергоемкость ОПН:

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{НОМ}}, \quad (64)$$

$$\mathcal{E}' = \frac{493}{220} = 2,24 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}},$$

Параметры ОПН-220/156-10/680(II) 2 УХЛ1 приведены в таблице 38.

Таблица 38 – Характеристики ОПН–П1–220/176/10 УХЛ1

Параметр	Значение
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	156
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	428
Длина пути утечки, см	630
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

Параметры ОПН-220/156-10/680(II) 2 УХЛ1 удовлетворяют требованиям. По аналогии проверяем ОПН-А-110-73-10/680(II) 2 УХЛ1 и ОПН-35/40,5-10/680(II) УХЛ1.

### 8.3 Расчет заземления

Сопротивление заземлителя на подстанции не должно превышать 0,5 Ом, согласно [1]. Контур заземления должен выходить на 1.5 м за границы оборудования, чтобы человек при прикосновению к оборудованию не находился за границей заземления.

Площадь контура заземления определяем по формуле:

$$S = (A + 2 \cdot 1,8) \cdot (B + 2 \cdot 1,8), \quad (65)$$

$$S = (30 + 2 \cdot 1,8) \cdot (30 + 2 \cdot 1,8) = 1129 \text{ м}^2,$$

Диаметр электродов принимаем равным:  $d = 0,025$  (м).

Проверим сечение по условию механической прочности по формуле:

$$F_{\text{м.п}} = \pi \cdot R^2, \quad (66)$$

$$F_{\text{м.п}} = 3,14 \cdot 12,5^2 = 490 \text{ мм}^2,$$

Проверка сечения на термическую стойкость по формуле:

$$F_{\text{тс}} = \sqrt{\frac{I_m^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (67)$$

где  $I_m$  - ток молнии;

$T$  - время работы защиты в секундах;

$\beta$  - коэффициент термической стойкости электрода, равный 21.

$$F_{\text{тс}} = \sqrt{\frac{61^2 \cdot 0,56}{400 \cdot 21}} = 498 (\text{мм}^2),$$

Сечение прошло проверку на термическую стойкость.

Проверка сечения на устойчивость к коррозии проведем по формуле:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot S_{\text{ср}} \cdot (d + S_{\text{ср}}), \quad (68)$$

где  $S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T - \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0$ ;

$T$  - время использования заземления, равное 240 мес;

$\alpha_3, \alpha_2, \alpha_1, \alpha_0$  - коэффициенты, зависящие от грунта.

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln (240)^3 + 0,0092 \cdot \ln (240)^2 - 0,0104 \cdot \ln (240) + 0,0224 = 0,784,$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,784 \cdot (0,784 + 25) = 64 \text{мм}^2,$$

Сечение электродов должно проходить по условию:

$$F_{M,II} \geq F_{min} \geq F_{кор} + F_{тс}, \quad (69)$$

$$F_{кор} + F_{тс} = 562 \text{мм}^2,$$

$490 \geq 310$  условие выполняется, диаметр электрода оставляем.

Расстояние между полосами сетки принимаем равным 5 м.

Общая длина горизонтальных полос в сетке рассчитаем по формуле:

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot S}{l_{п-п}}, \quad (70)$$

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot 1129}{5} = 451,6 \text{м},$$

Количество горизонтальных полос по длине рассчитываем по формуле:

$$n_{ГA} = \frac{A + 3}{l_{п-п}}, \quad (71)$$

$$n_{\Gamma A} = \frac{30 + 3}{5} = 6,6,$$

Количество горизонтальных полос по ширине по формуле

$$n_{\Gamma B} = \frac{B + 3}{l_{\pi-\pi}}, \quad (72)$$

$$n_{\Gamma B} = \frac{30 + 3}{5} = 6,6,$$

Общее количество горизонтальных полос по обеим сторонам найдем из формулы:

$$n_{\Gamma} = n_{\Gamma A} + n_{\Gamma B}, \quad (73)$$

$$n_{\Gamma} = 6,6 + 6,6 = 13,2.$$

Определим количество вертикальных электродов по формуле:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (74)$$

где  $a$  - расстояние между вертикальными электродами, считаем по формуле:

$$a = 5,$$

где  $l_B$  - длина вертикальных электродов равная 5 м

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{1129}}{5} = 26,88,$$

Далее определяем стационарное сопротивление заземления по формуле

:

$$R_C = \rho \cdot \left( A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_r + l_B \cdot n_B} \right), \quad (75)$$

где  $A$  - коэффициент принимается по ЭТС, и равен по формуле:

$$A = \frac{l_B}{\sqrt{S}}, \quad (76)$$

$$A = \frac{5}{\sqrt{1129}} = 0,14,$$

Принимаем  $A=0,16$ .

$$R_C = 100 \cdot \left( 0,16 \cdot \frac{1}{\sqrt{1129}} + \frac{1}{451,6 + 5 \cdot 26,8} \right) = 0,255 \text{ Ом},$$

Находим импульсные коэффициенты по формуле:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (77)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1129}}{(100 + 100) \cdot (61 + 45)}} = 1,6,$$

Определяем импульсное сопротивление по формуле:

$$R_u = R_c \cdot \alpha_u, \tag{78}$$

$$R_u = 0,255 \cdot 1,6 = 0,4 \text{ (Ом)},$$

$$0,4 \leq 0,5 \text{ Ом},$$

Заземление выбрано правильно.

## 9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОБОСНОВАНИЯ ПРИНИМАЕМЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ СКОВОРОДИНО

Экономическая часть включает в себя расчёт инвестиций, требуемых для реконструкции, и заключается в расчёте капитальных вложений.

Обычно расчет затрат производится нахождением капитальных вложений в подстанцию и воздушную линию, но в случае реконструкции подстанции Сковородино затратами на воздушную линию можно пренебречь так как для данной подстанции основной затратой будет замена ОРУ на КРУЭ.

Рассмотрим экономическую часть на примере КРУЭ 220 кВ.

В данной работе капиталовложения в подстанцию будут определяться при помощи справочника [3]

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

-капиталовложение на сооружение подстанций,  $K_{пс}$ ;

$$K = K_{пс}, \tag{79}$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов, на сооружение КРУЭ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории:

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{ТР}} + K_{\text{КРУЭ}} + K_{\text{ПОСТ}}) \cdot K_{\text{П}} \cdot K_{\text{ИНФ}},$$

(70)

где  $K_{\text{ТР}}$  – стоимость трансформаторов, зависящая от номинальной мощности и класса напряжения;

$K_{\text{ИНФ}}$  – коэффициент инфляции равный 9,5;

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

$K_{\text{ПОСТ}}$  – постоянная часть затрат.

$K_{\text{П}}$  – районный коэффициент для Дальнего востока, равен 1,4

Капиталовложение в КРУ мы найдем из расчетов.

$$K_{\text{КРУ}} = K_{220} \cdot n_{220},$$

(80)

где  $n_{220}$  - количество ячеек выключателей на сторонах;

$K_{220}$  - стоимость одной ячейки выключателя на стороне

$$K_{\text{РУ}} = 12 \cdot 11 = 132 \text{ (млн.руб)},$$

$$K_{\text{ПОСТ}} = 38,$$

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{ТР}} + K_{\text{РУ}} + K_{\text{ПОСТ}}) \cdot K_{\text{П}} \cdot K_{\text{ИНФ}},$$

$$K_{\text{ПС}} = (100 + 132 + 38) \cdot 1,4 \cdot 9,5 = 3591 \text{ (млн.руб)},$$

Расходы на потери принимаем как расчеты на потери в трансформаторах так как при проектировании подстанции уже были учтены расходы на потери в линии поэтому при реконструкции мы возьмем лишь потери в трансформаторе:

$$W_{\text{ПО}} = \Delta W_{\text{ТПР}}, \tag{81}$$

Потери в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{ТПР}} = \left( 2 \cdot \Delta P_{\text{XX}} + 0,5 \cdot \Delta P_{\text{XX}} \cdot \left( \frac{S_{\text{НОМ}}}{S_{\text{Т.НОМ}}} \right) \right) \cdot T_{\text{СР}},$$

$$\Delta W_{\text{ТПР}} = \left( 2 \cdot 0,05 + 0,5 \cdot 0,135 \cdot \left( \frac{127,9}{125} \right) \right) \cdot 6000 = 4,14 \text{ (млн.руб)},$$

$$W_{\text{ПО}} = 4,14 \text{ (млн.руб)},$$

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{PЭО} + I_{ΔW}, \quad (82)$$

где  $I_{AM}$  –издержки на амортизационные отчисления;

$I_{PЭО}$  –издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{ΔW}$  – затраты на передачу электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{PЭО} = \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (83)$$

где  $\alpha_{тэоПС}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ПС ( $\alpha_{тэоПС} = 0,049$ ).

$$I_{PЭО} = 0,049 \cdot 3591 = 175,96 \text{ (млн.руб)},$$

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (84)$$

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ( $T_{CP} = 20$  лет):

$$I_{AM} = \frac{3591}{20} = 179,55 \text{ (млн.руб)},$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимость потерь электрической энергии :

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (85)$$

где  $\Delta W$  - потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$  – нерегулируемая составляющая в ставке покупки потерь электроэнергии за 2022 год для Амурской области – 366 тыс.руб/МВт·ч.

$$I_{\Delta W} = 1,07 \cdot 366 = 0,4 \text{ (млн.руб)},$$

$$I = 175,96 + 179,55 + 0,4 = 355,91 \text{ (млн.руб)},$$

Определение среднегодовых эксплуатационных затрат

Статические приведённые затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (86)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком Российской Федерации.

( $E = 0,1$ );

$K$  – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

$I$  – издержки.

$$Z = 0,1 \cdot 3591 + 355,91 = 715,01 \text{ (млн.руб)},$$

Статический срок окупаемости:

$$T_o = \frac{Z}{D_i} \tag{87}$$

Где  $D_i = W_i \cdot T_i$

$W_i$  - полезно отпущенная потребителям ,подключенных к сети, электроэнергия, МВт·ч;

$T_i$  - одноставочный тариф для  $i$ -го потребителя руб/МВт·ч.

Полезно отпущенную часть электроэнергии потребителю принимаем на основании данных потребления на рассматриваемый год. Исходя из максимального потребления – 127 МВт, и количества часов в году – 8760 ч., получаем полезно отпущенную часть электроэнергии за год – 1 112 520 МВтч.

Одноставочный тариф равен  $T_i = 4570 \text{ р} / \text{МВТ}$

$$T_o = \frac{715,01}{1112520 \cdot 4570} = 1,4 \text{ года}$$

Исходя из полученных результатов, делаем вывод об относительно быстрой окупаемости вложенных инвестиций, что делает предложенный проект по замене ОРУ 220 кВ на КРУ 220 кВ подстанции Сковородино инвестиционно-привлекательным.

## 10 ВЫБОР РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

### 10.1 Выбор релейной защиты силового трансформатора

Руководствуясь ПУЭ [1] для автотрансформаторов и силовых трансформаторов, у которых обмотка ВН более 1000 В необходимы следующие РЗ:

- продольная дифференциальная токовая защита;
- контроль изоляции вводов;
- токовая защита нулевой последовательности;
- токовое реле для пуска автоматики охлаждения;
- токовое реле для защиты от перегрузки;
- УРОВ;
- максимальная токовая защита ВН;
- максимальная токовая защита СН;
- максимальная токовая защита НН;
- реле минимального напряжения;

### 10.2 Дифференциальная защита автотрансформаторов

Произведем расчет для принятых к установке двух автотрансформаторов марки АДЦТН-125000/220/110/35-У1.

Предварительный расчет ДЗТ приведён в таблице 43.

Таблица 43 - Предварительный расчет ДЗТ

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		220 кВ	110 кВ	35 кВ
1	2	3	4	5
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{СР.НОМ}}$	394	787,3	791,4
Коэффициент трансформации трансформатора тока	$K_I$	200/5	400/5	800/5

1	2	3	4	5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{НОМ,с} = 1,05 \cdot \frac{I_{НОМ}}{K_I}$	8,61	8,61	13,5
Размах РПН, %	-	16		

Дифференциальная отсечка.

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

Уставка выбирается по условию:

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq k_{ОТС} k_{НБ} I_{КЗвнешМАХ*} \quad (88)$$

где  $k_{ОТС}$  - коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$k_{НБ}$  - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, если на стороне ВН и НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать  $k_{НБ} = 0.7$ ;

$I_{КЗвнешМАХ*}$  - отношение тока внешнего расчётного КЗ к номинальному току трансформатора.

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \frac{19790}{800} = 20,7.$$

Дифференциальная защита (ДЗТ-2).

Тормозная характеристика защиты построена в относительных единицах, т.е. токи приведены к номинальному току стороны ВН. Тормозной ток

формируется как полусумма модулей токов сторон защищаемого трансформатора.

Базовая уставка  $I_{01}/I_{НОМ}$  определяет чувствительность работы ступени.

Рекомендуется принимать равной 0,3-0,5.

Принимаем базовую уставку  $I_{01}/I_{НОМ} = 0,3$ .

Расчётный ток небаланса определяется по следующей формуле:

$$I_{НБ.РАСЧ} = (k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) I_{СКВ}, \quad (89)$$

где  $k_{ПЕР}$  - коэффициент, учитывающий переходный режим, равен 2,5 – когда доля двигательной нагрузки в общей нагрузки трансформатора более 50%, 2 – если доля двигательной нагрузки менее 50%;

$k_{ОДН}$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$\varepsilon$  - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{РПН}$  - относительное значение пределов РПН;

$\Delta f_{ДОБ}$  - обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства, принимается равным 0,04;

$I_{СКВ}$  - сквозной ток.

$$I_{НБ.РАСЧ} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) I_{СКВ} = 0,34 I_{СКВ}.$$

Дифференциальный ток определяется следующим образом:

$$I_{ДИФ} = k_{ОТС} I_{НБ.РАСЧ}, \quad (91)$$

где  $k_{отс}$  - коэффициент отстройки, принимаем равным 1,3.

$$I_{диф} = 1,3 \cdot 0,34 I_{СКВ} = 0,442 I_{СКВ},$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$k_{CH.T} = \frac{I_{ТОРМ}}{I_{СКВ}} = 1 - 0,5(k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) \quad (92)$$

$$k_{CH.T} = 1 - 0,5(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) = 0,83.$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$k_{ТОРМ} = 100 \frac{I_{диф}}{I_{ТОРМ}} = 100 k_{отс} (k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) / k_{CH.T} \quad (93)$$

$$k_{ТОРМ} = 100 \cdot 1,3(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) / 0,8 = 53,3.$$

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически и равна:

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{\partial 1}}{I_{НОМ}} \frac{100}{k_{ТОРМ}} \quad (94)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = 0,3 \frac{100}{53,3} = 0,563,$$

Уставка блокировки от второй гармоники  $I_{\partial 2} / I_{\partial 1}$  рекомендуется на уровне 12-15%.

$$I_{\partial 2} / I_{\partial 1} = 0,15.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}} = 2.0 > \frac{I_{m1}}{I_{НОМ}}.$$

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ( $I_{\partial 1} / I_{НОМ}$ ), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Принимаем следующие значения уставок:

$$I_{\partial 1} / I_{НОМ} = 0,1;$$

$$T = 10 \text{ с.}$$

Характеристика срабатывания на основе рассчитанных уставок представлена на рисунке 5 Результаты расчета внесены в таблицу 46

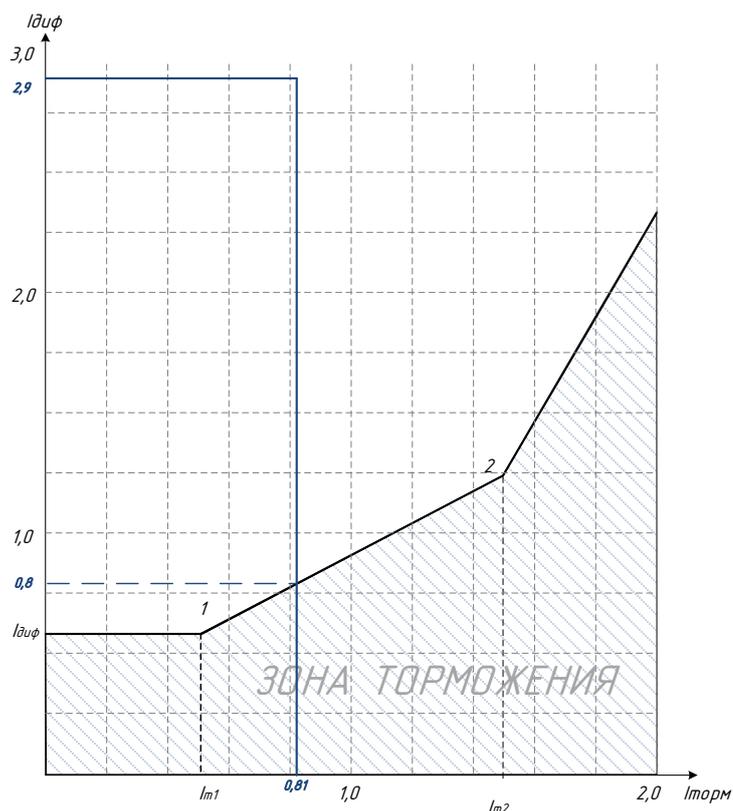


Рисунок 5 – Тормозная характеристика ДЗТ для АТДЦТН-125000/220/110/35-У1

### 10.3 Максимальная токовая защита

Расчет показан для резервных защит трансформатора АТДЦТН-125000/220/110/35-У1.

Расчет резервных защит на каждой стороне.

Для вводных выключателей 110-35 кВ применяется:

- от однофазных замыканий на землю – устройство контроля изоляции с пуском на сигнал;
- от междуфазных коротких замыканий – МТЗ без выдержки времени (токовая отсечка ввода).

Условия выбора МТО НН:

- отстройка от БТН трансформатора;
- отстройка максимального тока внешнего КЗ на стороне НН.

Для отстройки от БТН уставку срабатывания вычисляют по формуле:

$$I_{\text{мто}} = k_{\text{БТН}} \cdot I_{\text{ном.транс}} \quad (95)$$

где  $k_{\text{БТН}}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока относительно номинального тока трансформатора при БТН в зависимости от типа и мощности защищаемого трансформатора (4-7);

$I_{\text{ном.транс}}$  – номинальный ток автотрансформатора.

$$I_{\text{мто.НН}} = 5 \cdot 787,3 = 3295 \text{ A}$$

Для отстройки от максимального тока внешнего КЗ уставку срабатывания вычисляют по формуле:

$$I_{\text{мто}} = k_{\text{отс}} \cdot k_a \cdot I_{\text{КЗ.внеш}} \quad (96)$$

где  $k_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки – 1,1;

$k_a$  – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности при наличии апериодической составляющей в токе КЗ;

$I_{\text{КЗ.внеш}}$  – максимальное первичное значение тока на стороне ВН при внешнем трехфазном КЗ на шинах НН в режиме с наибольшим значением этого тока.

$$I_{\text{мто.НН}} = 1,1 \cdot 1,2 \cdot 3295 = 4349 \text{ A}$$

-

Из полученных значений выбираем наибольшее значение – 4349 А.

Токовая отсечка стороны НН силового трансформатора работает с минимальной выдержкой времени. Принимаем уставку, достаточную для пуска РАСП и приборов ОМП – 0,05 с.

Расчет 1 ступени МТЗ (МТО) для стороны СН.

Отстройка от БТН трансформатора:

$$I_{\text{мто.СН}} = 5 \cdot 787,4 = 3947 \text{ A}$$

Выдержка времени:

$$t_{\text{мто.СН}} = 0,05 \text{ с}$$

Расчет МТЗ ВН.

1 ступень МТЗ ВН выбирается по условию отстройки от БТН силового трансформатора:

$$I_{\text{мто.ВН}} = 5 \cdot 394 = 1970 \text{ A}.$$

Выдержка времени составляет минимальное значение – 0,05 с.

2 ступень МТЗ ВН выбирается по двум основным условиям:

- согласование с защитой предыдущего участка по соотношению:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{k_c}{k_{\text{ток}}} \cdot I_{\text{МТЗ.пред}} \quad (97)$$

где  $k_c$  - коэффициент согласования – 1,2;

$k_{\text{ток}}$  - коэффициент токораспределения, равный отношению тока в месте установки защиты к току в защите, с которой производится согласование при КЗ в конце зоны резервирования.

$I_{\text{МТЗ.пред}}$  - первичный ток срабатывания защиты, с которой производится согласование.

- отстройка от нагрузочного режима по соотношению:

$$I_{MT3} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зап.}}{k_B} \cdot I_{p.max} \quad (98)$$

где  $k_{над}$  – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам.зап.}$  – коэффициент самозапуска, можно принять равным 1-3;

$k_B$  – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,95;

$I_{p.max}$  – максимальный рабочий ток трансформатора.

Согласование с 1 ступенью МТЗ НН:

$$I_{MT3.BH.2} = \frac{1,2}{5,25} \cdot 394 = 150 \text{ A}$$

Согласование с 1 ступенью МТЗ СН:

$$I_{MT3.BH.2} = \frac{1,2}{9,54} \cdot 787,3 = 82,89 \text{ A}$$

Отстройка от нагрузки:

$$I_{MT3.BH} = \frac{1,2 \cdot 1}{0,95} \cdot 394 = 414,3 \text{ A}$$

Из полученных значений выбираем наибольшее – 414,3 А. Проверяем чувствительность. Нормативный коэффициент чувствительности, согласно ПУЭ, при использовании токовой защиты в качестве резервной – 1,2:

$$k_u = \frac{508,48}{413,4} = 1,23 \geq 1,2$$

Защита чувствительна. Выдержка времени МТЗ согласуется со ступенью МТЗ предыдущего элемента.

$$t_{MTЗ} = 0,6 + 0,5 = 1,1 \text{ с}$$

#### 10.4 Защита от перегрузки

Трансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки трансформатора действует на сигнал. При его отсутствии на объекте, контроль над перегрузкой трансформатора может осуществляться средствами телемеханики. Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от перегрузки, согласно ПУЭ, устанавливается на трансформаторах мощностью 0,4 МВт и более. Защита от перегрузки при симметричной нагрузке может осуществляться реле, установленным в одной фазе.

Таким образом, для того, чтобы охватить все возможные режимы и параметры трансформатора, целесообразно установить сигнализацию перегрузки на всех трех сторонах трехобмоточного трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки трансформатора:

$$I_{MTЗ} = \frac{k_{отс}}{k_{\phi}} \cdot I_{ном.т} \quad (99)$$

где  $k_{отс}$ —коэффициент отстройки, принимается равным 1,05 – 1,1;

$I_{ном}$ — номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита.

Для автотрансформатора АДЦТН-125000/220/110/35-У1:

$$I_{сз.н} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 394 = 456,21 \text{ А.}$$

Выдержка времени:

$$t_{зп} = 9 \text{ с}$$

Бланк параметрирования (уставок) для резервных защит силового трансформатора представлен в таблице 44.

Таблица 44 – Результаты расчета резервных защит для трансформатора АТДЦТН-125000/220/110/35-У1 ПС 220 кВ Сковородино

Параметр	Единица измерения	Диапазон	Значение первичное	Значение вторичное
1	2	3	4	5
Уставка срабатывания 1 ступени МТЗ ВН	А	0,01 – 50000	400	10
Уставка срабатывания 2 ступени МТЗ ВН	А	0,01 – 25000	277	6,93
Уставка срабатывания 1 ступени МТЗ НН	А	0,01 – 25000	22000	110
Уставка срабатывания 1 ступени МТЗ СН	А	0,01 – 25000	13500	112,5
Выдержка времени 1 ступени МТЗ ВН	с	0,00 – 60000,00	0,05	

Выдержка времени 2 ступени МТЗ ВН	с	0,00 – 60000,00	1,1	
Выдержка времени 1 ступени МТЗ НН	с	0,00 – 60000,00	0,05	
Выдержка времени 1 ступени МТЗ СН	с	0,00 – 60000,00	0,05	
Режим работы 1 ступени МТЗ ВН	-	-	Введена постоянно	
Режим работы 2 ступени МТЗ ВН	-	-	Введена постоянно	
Режим работы 1 ступени МТЗ НН	-	-	Введена постоянно	
Режим работы 1 ступени МТЗ СН	-	-	Введена постоянно	
Контроль напряжения нулевой последовательности			Предусмотрен	
Контроль тока нулевой последовательности			Не предусмотрен	
Уставка срабатывания ступени защиты от перегрузки	А	0,01 – 25000	92	2,3
Выдержка времени срабатывания ступени защиты от перегрузки	с	0,00 – 60000,00	9,0	

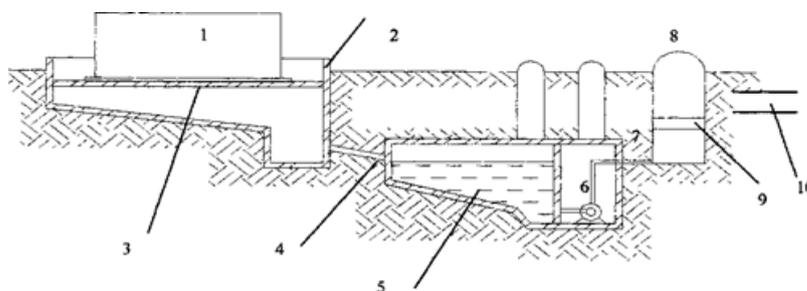
## 11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 11.1 Экологичность

#### 11.1.1 Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом.

Согласно [1] для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований.[1]

Для того чтобы предотвратить растекание масла и распространение пожара, а также предотвратить загрязнение почвы маслом при авариях с трансформаторами или автотрансформаторами, под ними сооружают масло-сборные ямы (маслоприемники) с системой закрытых маслоотводов, которые удаляют масло и замасленные воды в маслосборник.



Технологическая схема отвода и очистки замасленных стоков трансформатора:

1 - трансформатор; 2 - маслоприемник; 3 - дренажно-гравийная засыпка;  
4 - маслоотвод; 5 - маслосборник; 6 - насос; 7 - трубопровод; 8 - колодец; 9 - фильтр; 10 - ливневая канализация.

Рисунок 6 – Конструкция маслоприемника с отводом трансформаторного масла и воды (эскиз)

На подстанции «Сковородино» будет установлено два силовых трансформатора наружной установки марки ТРДН-40000/110. Параметры трансформатора представлены в таблице 45.

Таблица 45– Параметры трансформатора ТРДН-40000/110

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, м		
		полная	масла	Н	L	В
ТРДН-40000/110	40	68	17,6	5,68	6,25	4,68

Определим длину  $A_{мп}$  и ширину  $B_{мп}$  маслоприемника:

$$A_{мп} = A_m + 2 \cdot \Delta , \quad (100)$$

$$B_{мп} = B_m + 2 \cdot \Delta , \quad (101)$$

где  $A_m$  – длина силового трансформатора, м;

$B_m$  – ширина силового трансформатора, м;

$\Delta$  – выступы за габариты трансформатора, согласно ПУЭ при массе масла 1-50 т, не должны быть менее 1,5 м.

$$A_{мп} = 6,35 + 2 \cdot 1,5 = 9,35 \text{ м} ,$$

$$B_{мп} = 4,68 + 2 \cdot 1,5 = 7,68 \text{ м} .$$

Площадь маслоприемника:

$$S_{мп} = A_{мп} \cdot B_{мп} , \quad (102)$$

$$S_{мп} = 9,35 \cdot 7,68 = 71,808 \text{ м}^2 .$$

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{тм} = \frac{M_{тм}}{\rho_{тм}}, \quad (103)$$

где  $M_{тм}$  – масса трансформаторного масла, кг;

$\rho_{тм}$  – плотность трансформаторного масла, принимаем  $890 \text{ кг/м}^3$

$$V_{тм} = \frac{17,6 \cdot 10^3}{890} = 19,78 \text{ м}^3.$$

Таким образом, глубина маслоприемника с отводом масла принятой конструкции равна:

$$h_{мп} = \frac{V_{тм}}{S_{мп}} + h_6 + h_2, \quad (104)$$

где  $h_6$  – глубина воздушного зазора между гравием на решетки и нулевой отметки ОРУ, м (не менее 75 мм);

$h_2$  – толщина гравия (щебня), м (0,25 м).

$$h_{мп} = \frac{19,78}{71,808} + 0,075 + 0,25 = 0,6 \text{ м}.$$

При принятых выше обозначениях и требованиях к маслосборнику его объем должен быть не менее:

$$V_{мс} \geq V_{тм} + V_{вода}, \quad (105)$$

Объем воды от средств пожаротушения определяется по формуле:

$$V_{\text{вода}} = 0,8 \cdot l \cdot t \cdot (S_{\text{мн}} + S_{\text{БПТ}}), \quad (106)$$

где  $l$  – интенсивность пожаротушения, равная  $0,2 \text{ л}/(\text{с} \cdot \text{м}^2)$ ;

$t$  – нормативное время пожаротушения, равное  $1800 \text{ с}$ ;

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

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot H_m \cdot (A_m + B_m), \quad (107)$$

где  $H_m$  – высота трансформатора, м.

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot 5,68 \cdot (9,35 + 7,68) = 192,35 \text{ м}^2,$$

$$V_{\text{вода}} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (71,808 + 192,35) = 76,1 \text{ м}^3,$$

$$V_{\text{мс}} = 19,78 + 76,1 = 95,88 \text{ м}^3$$

## 11.2 Безопасность

### 11.2.1 Требования по безопасности труда

При эксплуатации и ремонте трансформатора необходимо соблюдать действующие «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок», ПТЭ, ППБ.

Основные правила при эксплуатации трансформаторов. Категорически запрещается:

1. подъем персонала на крышку трансформатора, находящегося под напряжением;

2. На работающем трансформаторе запрещается подъем персонала к газовому реле в связи с тем, что имеется возможность прикосновения к токоведущим частям вольтодобавочного трансформатора, при осмотре газового реле

3. производить сварочные работы на работающем трансформаторе (при производстве сварочных работ на отключенном трансформаторе необходимо, чтобы уровень масла в трансформаторе был выше места сварки на 200-250мм;

4. производить заполнение (слив) масла на отключенном трансформаторе без заземления бака и выводов обмоток;

5. приближаться к находящемуся под напряжением трансформатору с явными признаками повреждения;

6. производить переключение устройства РПН рукояткой на трансформаторе, находящемся под напряжением.

На работающем трансформаторе при условии соблюдения техники безопасности разрешается:

1. осмотр газового реле (со специальной площадки на стационарной лестнице);

2. отбор проб масла из бака трансформатора и бака контактора устройства РПН;

3. замена силикагеля и масла в масляном затворе воздухоосушителя;

4. устранение неисправностей в схеме управления приводного механизма устройства РПН;

5. доливка масла в расширитель.

При производстве работ необходимо принять меры по предотвращению попадания трансформаторного масла на тело, во избежание раздражения кожи.

На баках группы трансформатора должны быть сделаны четкие надписи, указывающие их диспетчерские наименования.

При возникновении пожара на оборудовании необходимо действовать в соответствии с «Инструкцией по тушению пожаров на электроустановках

станций и подстанций», а также с оперативным планом пожаротушения и оперативными карточками пожаротушения. Руководителем тушения пожара на ПС до прибытия первого пожарного подразделения является старший смены или начальник ПС. После прибытия первого пожарного подразделения руководство тушением пожара передается ему с выдачей письменного допуска.

Включение автотрансформатора под напряжение и его эксплуатацию производить только при условии защиты его:

1. от грозовых и коммутационных перенапряжений вентильными разрядниками;
2. от внутренних повреждений и понижения уровня масла – газовой защитой и реле уровня;
3. от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений – продольной дифференциально-токовой защитой;
4. заземлением бака.

После монтажа (ремонта) перед включением автотрансформатора в работу необходимо:

- осмотреть автотрансформатор, убедиться в отсутствии неисправностей, посторонних предметов на крышке, испытательных концов на вводах;
- проверить положение (открытое) запорной арматуры системы охлаждения, в маслопроводах газового реле и реле защиты контактора;
- убедиться в отсутствии газа в газовом реле;
- проверить соответствие указателя положения привода РПН указателю положения переключающего устройства;
- подготовить к работе комплектующие части в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации комплектующих частей;
- проверить показания термометров и реле уровней масла в расширителе.

Включение автотрансформатора, если его отключение не было связано с проведением ремонтных работ и отключением защит, и простой не превышал 3 месяцев, производится без проведения испытания и измерений.

При простое автотрансформатора более трех месяцев произвести отбор проб масла из бака трансформатора и бака контактора для определения состояния изоляции.

При появлении сигнала от маслоуказателя о понижении уровня масла в отсеках расширителя бака автотрансформатора или бака контактора РПН произвести осмотр для обнаружения течи масла. При быстром снижении уровня масла принять меры по выводу автотрансформатора из работы.

При автоматическом отключении автотрансформатора действием защит от внутренних повреждений, автотрансформатор можно включить в работу только после осмотра, испытаний, анализа масла и устранения, выявленных причин нарушения. В случае отключения автотрансформатора от защит, действие которых не связано с его повреждением, он может быть включен вновь без проверок.

При срабатывании газового реле на сигнал должен быть произведен наружный осмотр, произведены разгрузка и отключение (с разборкой схемы АТ разъединителями со всех сторон), отобран газ из газового реле для анализа и проверки на горючесть.

Если газ не горючий, отсутствуют признаки повреждения автотрансформатора, а его отключение вызвало недоотпуск электроэнергии, автотрансформатор может быть немедленно включен в работу до выяснения причин срабатывания реле на сигнал. Продолжительность работы автотрансформатора в этом случае устанавливается главным инженером предприятия.

#### 11.2.2 Порядок допуска к осмотру, ремонту и испытаниям.

Порядок допуска к осмотру, ремонту и испытаниям должен соответствовать требованиям «Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок».

К осмотрам, ремонтам и испытаниям допускается электротехнический персонал, прошедший подготовку.

При ремонтах и испытаниях необходимо соблюдать требования и нормы, установленные инструкциями по эксплуатации.

### **11.3 Чрезвычайные ситуации**

11.3.1 Основные требования пожарной безопасности на предприятиях энергетической отрасли

Территория энергетического предприятия должна быть постоянно поддерживаться в чистоте и очищаться от сгораемых отходов. Запрещено загромождать проезды вокруг зданий и дорог материалами и оборудованием.

Вся территория энергетического предприятия должна быть окружена капитальным ограждением и оборудована контрольно-пропускными пунктами в соответствии с действующими нормами. Также необходимо предусмотреть наружное освещение.

Все проездные дороги должны быть в хорошем состоянии. Подъезды к пожарным гидрантам, водоемам и другим источникам водоснабжения должны быть всегда свободными и очищаться от снега и наледи зимой.

На территории должны быть установлены соответствующие дорожные знаки и надписи, которые запрещают остановку автотранспорта, других механизмов и оборудования в узких участках дорог, под арками и в местах расположения пожарной техники по оперативному плану пожаротушения.

Закрытие проездов и участков дорог на ремонт или другие цели допускается только после согласования с объектовой пожарной охраной и при наличии временных объездов или переездов через ремонтируемые участки. В таких случаях необходимо установить дорожные знаки и указатели маршрута следования. Места ремонта дорог или объездов должны быть хорошо освещены.

Без согласования с органами госпожнадзора или пожарной охраной, на территории энергетических предприятий запрещено строить временные сгораемые здания и сооружения.

На территории подстанций регулярно необходимо стричь траву и удалять ее. Сухая трава не должна храниться на территории энергопредприятия и вблизи (на расстоянии менее 100 м).

Сжигание мусора и отходов на территории энергопредприятия должно осуществляться только в специальных устройствах, таких как печи. Разведение костров для этой цели запрещено.

Проезды внутри объектовых железнодорожных путей должны быть свободными для пожарных автомобилей и иметь сплошные настилы на уровне головок рельсов. Запрещена стоянка железнодорожных вагонов без локомотива на переездах дорог на территории энергопредприятий.

12.3.2 Соблюдение правил пожарной безопасности при эксплуатации распределительных устройства подстанции

Помещения закрытых распределительных устройств (ЗРУ) должны содержаться в чистоте. Не реже одного раза в год, а в необходимых случаях и чаще, должна проводиться уборка коридоров от пыли. Электротехническое оборудование ЗРУ необходимо чистить по утвержденному графику с обязательным выполнением организационных и технических мероприятий по действующим правилам техники безопасности.

Для очистки электротехнического оборудования от грязи и отложений должны использоваться пожаробезопасные моющие составы и препараты. В исключительных случаях при невозможности по техническим причинам использовать специальные моющие средства допускается применение горючих жидкостей (растворителей, бензина и др.) в количествах, не превышающих при разовом пользовании 1 л.

При использовании горючих жидкостей должна применяться только закрывающаяся тара из небьющегося материала.

Сварочные и другие огнеопасные работы в ЗРУ допускается проводить только на оборудовании, которое невозможно вынести, после выполнения необходимых противопожарных мероприятий.

Кабельные каналы ЗРУ и наземные кабельные лотки открытых распределительных устройств (ОРУ) должны быть постоянно закрыты несгораемыми плитами. Места подвода кабелей к ячейкам ЗРУ и к другим сооружениям должны иметь несгораемое уплотнение с огнестойкостью не менее 0,75 ч.

Наземные кабельные лотки ОРУ должны иметь огнестойкое уплотнение в местах прохода кабелей из кабельных сооружений в эти лотки, а также в местах разветвления на территории ОРУ. Несгораемые уплотнения должны выполняться в кабельных каналах в местах их прохода из одного помещения в другое, а также в местах разветвления канала и через каждые 50 м по длине. Места уплотнения кабельных лотков и каналов должны быть обозначены нанесением на плиты красных полос. При необходимости делаются поясняющие надписи.

Допускается на отдельных участках территории ОРУ иметь декоративный кустарник или низкорослые деревья лиственных пород, в том числе фруктовые, если они не мешают общему обзору территории, а расстояния между деревьями и токоведущими частями исключают возможность электрического перекрытия в соответствии с требованиями ПУЭ. За насаждениями должен быть организован агротехнический уход.

На подстанциях с постоянным персоналом, а также на электростанциях первичные средства пожаротушения в помещении ЗРУ должны размещаться у входов. При делении ЗРУ на секции посты пожаротушения должны располагаться в тамбурах или на площадках у лестничных клеток. В РУ должны быть определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

На территории ОРУ первичные средства должны размещаться на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.). Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, должны иметься на тропах обхода территории ОРУ.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью ВКР была реконструкция подстанции 220 кВ Сковородино с заменой автотрансформаторов в связи с увеличением мощности потребителей.

Подведём итоги работы и сопоставим с задачами, сформулированными в введении:

1) Были проанализированы характеристики района размещения реконструируемой подстанции Сковородино, в следствии чего выявилось, что район проектирования является суровым и требует учёта для проектирования оборудования подстанции. Так же, что основной потребитель I категория, что требует повышенные требования к автотрансформаторам.

2) Был произведён анализ однолинейной схемы и конструктивного исполнения реконструируемой подстанции, выбрано направление реконструкции. Были выявлены слабые места в существующей схеме, а именно устаревшее оборудование и ограничение для подключения будущих потребителей. Было предложено замена открытых распределительных устройств 220/110/35 кВ на более современные КРУ соответствующих классов напряжения.

3) Была рассчитано возрастание электрической нагрузки с прогнозом на следующие 5 лет.

4) Выбраны число и мощность силовых трансформаторов и автотрансформаторов на реконструируемой подстанции Сковородино. Морально устаревшие автотрансформаторы АТ1 и АТ2 были заменены на новые более мощные. Новые автотрансформаторы удовлетворили проверку по коэффициенту загрузки.

5) Выбрано исполнение распределительных устройств 220/110/35 кВ в виде КРУ.

6) Разработана однолинейная схема после реконструкции подстанции Сковородино.

7) Выполнен выбор и проверка электрооборудования реконструируемой подстанции для РУ 220/110/35 кВ.

8) Выполнен расчёт молниезащиты и заземления для КРУ 110 кВ. Сделана схема молниезащиты и заземления КРУ 110 кВ.

9) Рассчитаны технико-экономические показатели и срок окупаемости реконструкции РУ 220 кВ. Был получен приближённый срок окупаемости КРУ 220 кВ, который является экономически-целесообразным.

10) Произведён предварительный расчёт релейной защиты автотрансформаторов.

11) Оценена безопасность и экологичность проекта. Были спроектированы маслоприёмники для новых силовых трансформаторов.

Поставленные задачи выполнены в полном объеме, но для комплексной реконструкции подстанции Сковородино остались задачи, которые не вошли в выпускную квалификационную работу, в виду большого объема. Рекомендуется присмотреться к замене ОРУ 220/110/35 на КРУ. Данная выпускная квалификационная работа будет актуальна, для следующих этапов реконструкции подстанции Сковородино.

## БИЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Энергосоюз», 2016. – 465 с.
- 2 Министерство энергетики РФ приказ от 8 февраля 2019 г. N81 «Требования к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию»: в ред. Приказа Минэнерго РФ от 28.12.2020 N 1195
- 3 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с.
- 4 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.
- 5 ООО «Исследовательский центр «Бреслер». Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары : ФСК ЕЭС, 2014. –184 с.
- 6 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева.- М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2017
- 7 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Стандарт организации. Открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы». СТО 56947007-29.240.30.047-2010. – 128 с.
- 8 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.
- 9 Качинский У. Руководство пользователя по применению комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией

(КРУЭ). / У. Качинский, У. Боек, Р.К. Болин. 81

10 Гук, Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанции Учебное пособие / Ю.Б. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петрова. – Л.: Энергоатомиздат, 2005. – 312 с

11 Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части станций им подстанций: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2004.

12 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на 2018 – 2022 годы

13 Приказ Минэнерго России от 28.02.2022 N 146 "Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022 - 2028 годы"

14 Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС»СТО 56947007 -29.240.10.028 2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (НТП ПС)

15 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.Пожа, Книга 2010.

16 Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – Москва:ЭНАС, 2012. – 376 с

17 ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

18 ГОСТ 12.2.024-87. Система стандартов безопасности труда. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. Введено –01.01.89. – 15 с.

19 ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ

20 Быстрицкий Г.Ф. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов / Г.Ф. Быстрицкий, Б.И. Кудрин. - Москва:- Издательский

центр «Академия», 2003

21 Электрическая часть станций и подстанций / Под ред. А.А. Васильева. - М.: Энергия, 1980

22 Быстрицкий, Г.Ф. Справочная книга по энергетическому оборудованию предприятий и общественных зданий / Г.Ф. Быстрицкий, Э.А. Киреева. — М.: Машиностроение, 2012.

23 Правила устройства электроустановок в вопросах и ответах. Раздел 4. Распределительные устройства и подстанции; НЦ ЭНАС - Москва, 2005. - **310** с.

24 Сибикин Ю. Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий.; Академия - Москва, 2010. - 208 с.

25 Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем: Учеб. пособие.– М.: Энергоатомиздат, 1998.-800 с.

26 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии».

27 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 368 с.

28 Григорьев, Ю.Г. Электромагнитное загрязнение окружающей среды/ Ю.Г. Григорьев, В.С. Степанов, Ю.П.. Пальцев. - Москва : Бином, 1998. - 197 с.

29 Довбыш, В.Н. Электромагнитная безопасность элементов энергетических систем / В.Н. Довбыш, М.Ю. Маслов, Ю. М. Сподобаев. -Москва : Аспект Пресса, 2009. - 198 с.

30 Алексеев, А.Г. Электромагнитная безопасность / А.Г. Алексеев, Ю.А. Холодов. - Санкт-Петербург : Знание, 1997. - 101

31 Электрические станции и подстанции. Учебное пособие /  
сост.: Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. - Благовещенск: Амурский государственный университет, 2013.