

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

« _____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

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

Исполнитель

студент группы 742-об1

(подпись, дата)

Д.Ф. Кустов

Руководитель

профессор, доктор. техн. наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

(подпись, дата)

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 2021 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Кустов Даниил Федорович

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

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, перечень потребителей, материалы производственной и преддипломной практик, нормативно-справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика ПС Сергеевка. 2. Разработка вариантов компоновки ПС и выбор оптимального варианта при реконструкции. 3. Расчет токов короткого замыкания. 4. Расчет и прогнозирование электрических нагрузок. 5. Выбор и проверка силовых трансформаторов. 6. Выбор и проверка оборудования ПС. 7. Молниезащита и заземление. 8. Релейная защита и автоматика. 9. Экономическая эффективность реконструкции ПС. 10. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 1. Схема электрической сети, включающая подстанцию Сергеевка напряжением 110 кВ. 2. Однолинейная схема подстанции 110 кВ Сергеевка. 3. План и разрезы подстанции 110 кВ Сергеевка. 4. План молниезащиты подстанции 110 кВ Сергеевка. 5. План заземления подстанции 110 кВ Сергеевка. 6. Релейная защита трансформаторов подстанции 110 кВ Сергеевка.

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Наталья Викторовна Савина, профессор, доктор. тех. наук.

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 134 с., 13 рисунков, 44 таблицы, 29 источников, 1 приложение.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА, ХАРАКТЕРИСТИКА ПОДСТАНЦИИ, НАДЕЖНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ, РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе представлена реконструкция подстанции Сергеевка напряжением 110/35/10 кВ в Амурской области в связи с переводом на новое оборудование.

В работе была произведена разработка вариантов компоновки ПС и выбор оптимального варианта, расчёт токов короткого замыкания, основываясь на котором далее производился выбор оборудования подстанции. Так же в процессе работы были рассмотрена конструкция молниезащиты и заземления. Была описана и рассчитана релейная защита трансформаторов и автоматика. Завершающим этапом работы являлось рассмотрение безопасности и экологичности подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика ПС сергеевка 110/35/10	9
1.1 Климатические и географические характеристики района	9
1.2 Роль ПС в Амурской области	10
1.3 Компоновка главной схемы ПС	11
2 Разработка вариантов компоновки ПС и выбор оптимального варианта при реконструкции	18
3 Расчёт токов короткого замыкания	21
4 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	29
4.1 Расчет нагрузок	29
4.2 Компенсация реактивной мощности	32
5 Выбор и проверка силовых трансформаторов	36
6 Выбор и проверка оборудования ПС	39
6.1 Выбор и проверка выключателей	40
6.2 Выбор и проверка разъединителей	47
6.3 Выбор трансформаторов тока	49
6.4 Выбор трансформаторов напряжения	55
6.5 Выбор и проверка шин	58
6.5.1 Выбор гибких шин	58
6.5.2 Выбор жестких шин	61
6.6 Выбор и проверка ОПН	62
6.7 Выбор высокочастотных заградителей	72
6.8 Выбор дугогасящих реакторов	74
6.8.1 Расчет емкостных токов для выбора ДГУ	74
6.8.2 Выбор дугогасящих реакторов	77
6.8.3 Выбор типа нейтралеобразующего трансформатора	78
6.9 Выбор трансформатора собственных нужд	78

6.10 Организации системы оперативного постоянного тока	80
6.11 Выбор емкости аккумуляторной батареи	81
7 Молниезащита и заземление	85
7.1 Заземление подстанции	85
7.2 Расчет заземляющего устройства	87
7.3 Молниезащита ПС	92
8 Релейная защита и автоматика	97
8.1 Релейная защиты подстанции	97
8.2 Расчет релейной защиты трансформатора	99
8.2.1 Дифференциальная защита трансформатора	99
8.2.2 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора Т-1	99
8.2.3 Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ – 2)	102
8.2.4 Дифференциальная отсечка трансформатора (ДЗТ-1)	104
8.2.5 Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ-3)	104
8.2.6 Расчет уставок защиты от перегрузки трансформатора Т-1	105
8.3 Газовая защита трансформатора	107
8.4 Автоматика на ПС	109
9 Экономическая эффективность реконструкции ПС	112
9.1 Капитальные затраты на сооружение ПС	112
9.2 Расчет амортизационных отчислений	114
9.3 Расчет эксплуатационных затрат	114
9.4 Оценка экономической эффективности проекта	116
10 Безопасность и экологичность проекта	118
10.1 Безопасность проекта	119
10.2 Экологичность	122
10.3 Чрезвычайная ситуация	126
Заключение	130
Библиографический список	132
Приложение А	135

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АБ – аккумуляторная батарея;
- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ВКР – выпускная квалификационная работа;
- ВЛ – высоковольтная линия электропередач;
- ВН – высокое напряжение;
- ВЧЗ – высокочастотный заградитель;
- ДГУ – дугогасящее устройство;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- КЗ – короткое замыкание;
- НН – низкое напряжение;
- ОД – отделитель;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РЗА – релейная защита и автоматика;
- РУ – распределительное устройство;
- СН – среднее напряжение;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- ТТ – трансформатор тока.

ВВЕДЕНИЕ

В Амурской области электрические сети напряжением 6-110 кВ находятся преимущественно на балансе Филиала АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания». Деятельность предприятия заключается в передаче и распределении электрической энергии, обслуживании и ремонте электрических сетей.

АО «ДРСК» является дочерним предприятием ПАО «РусГидро» и работает в составе ОЭС Востока.

На объектах АО «ДРСК» наблюдается существенное старение и износ установленного оборудования, преимущественная часть которого эксплуатируется свыше 25 лет.

Существующая ПС 110 кВ Сергеевка была введена в эксплуатацию в 1979 году. На подстанции установлены трансформаторы ТДТН -1000/110 – У1, которые, на данный момент проработали уже порядка 42 лет что в соответствии с ГОСТ 11677-85 [1] превышает нормативный срок. Так же на подстанции на данный момент установлены короткозамкватели КЗ–110М и отделители ОД-110М. Таким образом факт наличия на ПС 110 кВ Сергеевка физически устаревшего оборудования делает реконструкции ПС целесообразной.

Тема ВКР – Реконструкция подстанции Сергеевка напряжением 110/35/10 кВ в Амурской области в связи с переводом на новое оборудование.

Таким образом, целью работы является реконструкция ПС 110 кВ Сергеевка в связи с учетом высокого процента износа существующего оборудования.

Предполагается реконструкция существующей ПС 110 кВ Сергеевка с заменой отработавшего свой срок оборудования.

Актуальность темы состоит в необходимости:

– предотвращения возникновения локальных дефицитов электрической энергии и мощности в Амурской области;

- обеспечение надежного энергоснабжения потребителей энергосистемы Амурской области.

В работе учтены следующие основные принципы:

- схема должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять её поэтапное развитие;
- схема ПС и параметры сетей должны обеспечивать надежность электро-снабжения.

Для осуществления поставленной цели необходимо выполнить ряд задач:

- рассмотреть варианты реконструкции ПС;
- выполнить техническую оценку вариантов реконструкции;
- спроектировать однолинейную схему реконструируемой ПС;
- рассчитать токи КЗ на реконструируемой ПС, выполнить выбор и проверку электрооборудования;
- выполнить расчет молниезащиты ПС и заземляющих устройств;
- выполнить выбор устройств РЗА подстанционного оборудования, рассчитать параметры настройки устройств РЗА;
- оценить безопасность и экологичность проекта.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы было использовано следующее лицензионное и нелицензионное программное обеспечение:

- Microsoft office word;
- MathCad;
- Microsoft office Visio.

Количество листов графической части в ВКР равно 6.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПС СЕРГЕЕВКА 110/35/10

Подстанция Сергеевка находится в Благовещенском районе, Амурской области, принадлежит АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» и относится к филиалу «Амурские электрические сети». АО «ДРСК» в свою очередь является дочерним предприятием ПАО «РусГидро».

1.1 Климатические и географические характеристики района

Климатические и географические характеристики используются для выбора оборудования, а также при расчете заземления подстанции.

Подстанция Сергеевка находится в Благовещенском районе, Амурской области. Село Сергеевка стоит на левом берегу реки Амур, примерно в 60 км выше областного центра города Благовещенск.

Климат Амурской области определяется ее географическим положением и равнинным рельефом. В целом, климат области резко континентальный, с теплым летом и суровой продолжительной зимой, с поздними весенними и ранними осенними заморозками. Формирование такого климата обусловлено взаимодействием солнечной радиации, циркуляции воздушных масс и географических факторов.

В районах, тяготеющих к Амуру и нижнему течению реки Зеи, осадки меньше чем в северо-восточных и восточных районах так, в районе поселка Ерофеев Павлович — до 500 мм, в Благовещенске — до 550 мм, а в районе Архары — до 600 мм.

Для всей области характерен летний максимум осадков, что обусловлено муссонностью климата. За июнь, июль и август может выпадать до 70 % годовой нормы осадков. Возможны колебания в выпадении осадков. Так, летом с возрастанием испарения увеличивается абсолютная и относительная влажность, а весной из-за сухости воздуха снежный покров большей частью испаряется, и следствием этого становится незначительный весенний подъем уровня воды в реках.

Краткая характеристика климата приведена по данным СНиП 23-01-99

«Строительная климатология» [2] и материалами «Правил устройства электроустановок» [3].

Климатические характеристики района реконструкции подстанции представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики района

Климатическая характеристика	Величина
Район по ветру	3
Максимальный скоростной напор, (Па)	650
Среднегодовая скорость ветра, (м/с)	2
Район по гололеду	3
Район по продолжительности гроз, (ч)	От 40 до 60
Абсолютно минимальная температура воздуха, (°С)	- 45
Абсолютно максимальная температура воздуха, (°С)	39
Среднегодовая температура воздуха, (°С)	1,3
Средняя максимальная температура воздуха, (°С)	27,5
Средняя минимальная температура воздуха, (°С)	-15
Среднегодовая влажность воздуха, (%)	67
Глубина промерзания грунта, (см)	215

1.2 Роль ПС в Амурской области

ПС 110/35/10 Сергеевка представляет собой двух трансформаторную подстанцию с трансформаторами марки ТДТН – 10000/110/35/10.

Питание подстанции выполнено на напряжении 110 кВ по воздушным линиям. Источником питания подстанции является ПС Благовещенская.

К подстанции Сергеевка подходит одна линия, которая и является питающей ВЛ -110 кВ Благовещенск через ПС Игнатьево.

От подстанции отходит две ВЛ – 35 кВ одна из них ВЛ -35 Петровка, вторая ВЛ-35 Совхозная.

От подстанции выполняется электроснабжение потребителей по воздушным линиям ВЛ -10 Ф 6 с. Сергеевка, ВЛ -10 Ф 7, ВЛ -10 Ф 12 с. Сергеевка, с. Бибиково, ВЛ -10 Ф 13.

Так же на стороне 10 кВ имеется ВЛ - 10 Ф 5 резерв, ВЛ -10 Ф 8 резерв и ВЛ -10 Ф 14 кольцо с Ф 11 ПС Петровка.

Характеристики ВЛ показаны в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристики ВЛ

Наименование ВЛ	Марка и сечение провода	Длина, км
ПС Благовещенская – ПС Игнатьево	АС – 70/11	22.47
ПС Игнатьево – ПС Сергеевка	АС – 70/11	24.76
ПС Сергеевка – ПС Петровка	АС-35/6.2	40
ПС Сергеевка – ПС Совхозная	АС – 70/11	14.77

Подстанция «Сергеевка» предназначена для питания сельскохозяйственных потребителей.

1.3 Компоновка главной схемы ПС

Компоновка главной схемы подстанции рассматривается для главной задачи выпускной квалификационной работы, реконструкции подстанции «Сергеевка». Сама компоновка требуется для того чтобы проанализировать недостатки подстанции и произвести её реконструкцию.

Структурная схема ПС представлена на рисунке 1.

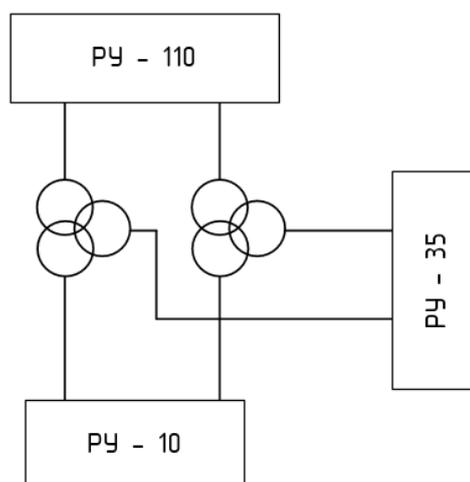


Рисунок 1 – Структурная схема ПС

Распределительное устройство (РУ) 110 кВ на подстанции представлено открытым распределительным устройством ОРУ – 110 кВ, которое выполнено по схеме 110-4Н – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии [4].

В основном блочные схемы используются на стороне высокого напряжения тупиковых, зачастую потребительских подстанций или ответвительных ПС до 500 кВ включительно. Это простые и экономичные схемы ПС территориально недалеко расположенных от питающих ПС или проходящих ВЛ.

Достоинства схемы: неавтоматическая перемычка дает возможность не останавливая питание потребителей выводить оборудование в ремонт. Схема довольно простая, надёжная и экономичная, достаточно часто применяется на реально существующих подстанциях.

Недостатки схемы: относительная сложность расширения схемы при необходимости увеличении числа присоединений. Возможна полная остановка электроснабжения в случае, если один блок выводится в ремонт, а на втором происходит авария.

Типовая схема ОРУ – 110 кВ представлена на рисунке 2.

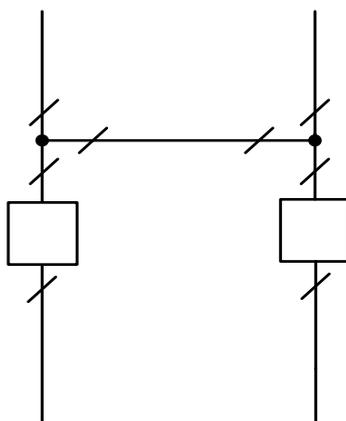


Рисунок 2 – схема 110 - 4Н – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии

Отличиями действующей схемы ОРУ – 110 кВ являются: одна из линий на подстанции представлена резервом, секционные разъединители имеют по одному заземляющему ножу, трансформаторы напряжения отсутствуют, выключатели отсутствуют, отдельно стоящие трансформаторы тока отсутствуют. Подробная однолинейная схема приведена на листе 2 графической части.

На ОРУ 110 предусмотрено 2 линейные ячейки, одна из которых представлена резервом. Имеется 2 трансформаторные ячейки.

Оборудование, установленное на ОРУ -110 кВ представлено в таблице 3.

Таблица 3 – Оборудование ОРУ – 110 кВ.

Название Оборудования	Марка оборудования	Год установки
Разъединители	РНДЗ-16-1000/35 РНДЗ-2-110/1000 Привод ПРН-220 м	1976
Конденсаторные связи	СМК-110 $\sqrt{3}$ -0,0064У1	1979
Высокочастотные заградители	ВЗ-630-0,5	2000
Отделители	ОД-110М привод ШПОМ	1980
Короткозамыкатели с трансформатором тока	КЗ-110М привод ШПКМ ТШЛ-0,5	1980
Ограничители перенапряжения	ОПН-П-110/80/10/650 УХЛ1	2018

Распределительное устройство 35 кВ представлено ОРУ – 35 которое выполнено по схеме 35–9 – одна рабочая секционированная выключателем система шин [4].

Такая схема применяется для РУ - 6, 10, 35 кВ электростанций и подстанций. Когда режим работы нормальный, секционный выключатель отключен. В случае исчезновения напряжения на одной секции секционный выключатель автоматически включается действием устройства автоматического ввода резерва

(АВР). Есть возможность включения секционного выключателя, если выводится из работы один ввод от источника. При этом сохраняется питание всех подключенных линий к потребителям. Вывод одной секции в ремонт не приводит к нарушению электроснабжения потребителей.

Достоинство рассматриваемой схемы с одной системой сборных шин:

- простота распределительного устройства, что почти исключают неверные операции с разъединителями;

- низкая стоимость.

Недостатки схемы, следующие:

- профилактический ремонт сборных шин и шинных разъединителей приводит к отключению всего устройства на время ремонта;

- при ремонте выключателей и линейных разъединителей происходит отключение соответствующих присоединений, что нежелательно, а в некоторых случаях недопустимо;

- при возникновении короткого замыкания в зоне сборных шин происходит полное отключение РУ;

- тоже самое происходит при внешнем замыкании и отказе выключателя соответствующего присоединения.

Типовая схема ОРУ – 35 кВ представлена на рисунке 3.

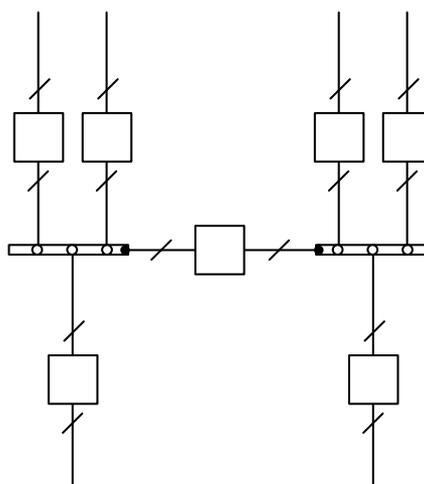


Рисунок 3 – схема 35 – 9 – одна рабочая секционированная выключателем система шин.

Отличиями действующей схемы ОРУ – 35 кВ являются: две линии на подстанции представлены резервами, секционные разъединители имеют по одному заземляющему ножу. Подробная однолинейная схема приведена на листе 2 графической части.

На ОРУ – 35 предусмотрено 4 линейные ячейки 2 из которых представлены резервом. Также имеется 3 трансформаторных ячейки в одну из которых подключен трансформатор напряжения, а в две другие силовые трансформаторы.

Оборудование, установленное на ОРУ -35 кВ представлено в таблице 4.

Таблица 4 – Оборудование ОРУ – 35 кВ.

Название Оборудования	Марка оборудования	Год установки
Разъединители	РНДЗ-1(2) б-1000/35 привод ПРН-220М	1976
Конденсаторные связи	СМР-66√3-0,44У1	1979
Высокочастотные заградители	ВЗ-630-0,5	2000
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А	1978
Масляные выключатели	С-35 привод ПП-67	1979
Ограничители перенапряжения	ОПН-П-35/40,5/10/650 УХЛ1	2018
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35	1979

Распределительное устройство 10 кВ выполнено по схеме 10-1 – одна секционированная выключателем система шин [4].

Типовая схема представлена на рисунке 4.

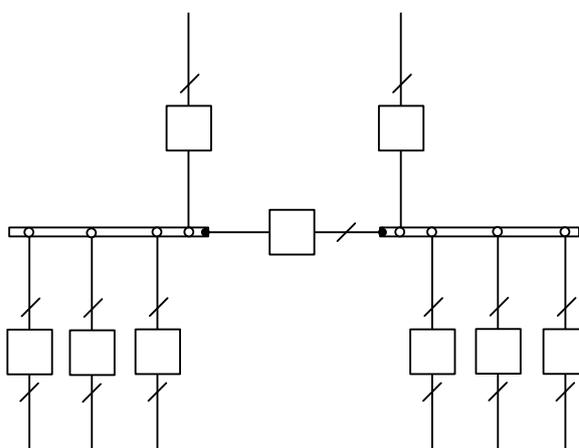


Рисунок 4 – схема 10-1 – одна секционированная выключателем система шин

Подробная однолинейная схема приведена на листе 2 графической части.

На комплектном распределительном устройстве КРУ – 10 кВ предусмотрено 4 трансформаторных ячейки к двум из которых подключены силовые трансформаторы, а к двум другим трансформаторы напряжения. Так же имеется 7 линейных ячеек и одна ячейка к которой подключено дугогасящее устройство.

Оборудование, установленное на КРУ -10 кВ представлено в таблице 5.

Таблица 5 – Оборудование КРУ – 10 кВ.

Название Оборудования	Марка оборудования	Год установки
1	2	3
Ограничители перенапряжения	ОПН-10/12-10-(II) УХЛ1	2007
Трансформаторы собственных нужд	ТМ-40/10/0,23 У1 ТМ-63/10/0,23 У1	1973
Маломасляные выключатели	ВМПП-10/630 Привод пружинный	1979
Вакуумные выключатели	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000 У2	2016
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2013
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2003

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Разрядники вентильные	РВС-15	1979
Предохранители	ПКТУ-10	1979
Дугогасящее устройство	ТАДТМ-30/10	1979

Недостатками на подстанции является оборудование, работающее свыше нормативного срока службы, а именно: разъединители 110, 35 кВ, конденсаторные связи 110, 35 кВ, отделители 110 кВ, короткозамыкатели 110 кВ, трансформаторы тока 35 кВ, масляные выключатели 35 кВ, трансформаторы напряжения 35 кВ, трансформаторы собственных нужд, маломасляные выключатели 10 кВ, разрядники вентильные 110, 10 кВ, предохранители 10 кВ, дугогасящее устройство 10 кВ.

При реконструкции необходимо:

- Заменить оборудование, которое работает свыше нормативного срока службы;
- разработать компоновку подстанции;
- выполнить молниезащиту и заземление подстанции;
- выполнить релейную защиту и автоматику на подстанции;
- рассчитать инвестиционную привлекательность проекта;
- учесть безопасность и экологичность при реконструкции подстанции.

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ КОМПОНОВКИ ПС И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ

В данной выпускной квалификационной работе было решено выполнить распределительные устройства 110 и 35 кВ открытыми так, как подстанция «Сергеевка» расположена за чертой города, возле деревни, пространство не является важным фактором при реконструкции подстанции.

Преимущества ОРУ перед КРУ:

- стоимость ниже по сравнению с КРУ;
- меньший объем строительных работ;
- легче выполняется расширение и реконструкция;
- все аппараты доступны для наблюдения.

Компоновка подстанции не изменяется, схема компоновки представлена на 3 листе графической части.

Для обеспечения стабильной и надежной работы ПС 110/35/10 кВ «Сергеевка» были рассмотрены следующие варианты схем ОРУ-110 кВ:

- схема № 110-4Н;
- схема № 110-9.

Схемы ОРУ-110 кВ приняты по стандарту ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008 - «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ» [4], а также СТО 56947007-29.240.10.248-2017 – «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» [5].

Обе рассмотренные схемы имеют свои преимущества и недостатки.

Схема №110-9 предусматривает большее количество выключателей и разъединителей для подстанции Сергеевка, что влияет на конечную стоимость ОРУ, но обеспечивает более надежную и стабильную работу подстанции, тем самым повышая надежность электроснабжения потребителей. Для реализации данной схемы требуется 5 выключателей 110 кВ и 10 разъединителя 110 кВ.

Схема открытого распределительного устройства №110-4Н имеет меньшее количество основного электрического оборудования, тем самым снижается надежность электроснабжения потребителей, но зато это сказывается на конечной стоимости ОРУ подстанции. Для реализации этой схемы требуется 2 выключателя 110 кВ и 6 разъединителей 110 кВ.

Исходя из количества оборудования требуемого для данных схем становится ясно, что оптимальной по стоимости основного электрического оборудования ОРУ является схема №110-4Н. Исходя из того факта что данная подстанция находится в деревенской местности, как показано в пункте 1.1 ВКР, лучше будет выбрать вариант схемы №110-4Н. Данная схема ОРУ является достаточно надежной для электроснабжения конечных потребителей и для работы подстанции в целом.

Для ОРУ – 35 кВ были рассмотрены варианты схем:

- схема № 35-9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин;
- схема №35 – 5Н – мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий.

Каждая из схем имеет свои преимущества и недостатки.

Схема № 35-9 является простой и наглядной, оперативные блокировки просты и операции с разъединителями просты и однотипны. Схема имеет парно резервируемые линии, подключенные к различным секциям РУ, при отключении одной линии её нагрузка перераспределится на оставшуюся в работе линию. Данная схема является лучшей схемой с позиции надежности и экономичности при использовании современных элегазовых или вакуумных выключателей для подстанций. Минусом данной схемы является то, что при отказе нормально включенного секционного выключателя возможно полное отключение РУ.

РУ выполненное по схема №35 – 5Н занимает минимальные отчуждаемые площади и является наиболее дешевым вариантом исполнения. Коммутация ли-

ний выполняется одним выключателем, что благоприятно сказывается на надежности РУ. Схема является простой и наглядной. Минусами данной схемы является тот факт, что при отказе нормально включенного секционного выключателя возможно полное отключение РУ. При этом теряется транзит мощности через сторону ВН подстанции. Транзит мощности прерывается и при отказе силового трансформатора. Однако этот перерыв непродолжительный и определяется временем оперативных переключений в схеме.

Исходя из перечисленных преимуществ и недостатков считается, что нужно выбрать схему № 35-9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин. Так как на ОРУ – 35 кВ 3 отходящих линии по двум из которых происходит транзит мощности на другие подстанции нужно выбирать более надежный вариант схемы.

3 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки коммутационного оборудования, измерительных трансформаторов тока, систем шин, а также настроек релейной защиты и автоматизации.

В соответствии с руководящим документом [6] выполнен расчет токов короткого замыкания с использованием метода эквивалентных ЭДС.

При реализации метода мы вводим предположения, упрощающие вычисления и не вносимые значительными ошибками:

- пренебрегают магнитными токами силовых трансформаторов;
- не учитывать емкостную проводимость линий;
- считают, что трехфазная система симметрична, влияние нагрузок на ток короткого замыкания принимается во внимание приблизительно;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет рассматривать индуктивные импедансы всех элементов короткозамкнутой цепи как постоянные и не зависящие от тока;
- предполагается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (осцилляторы не колеблются) в течение всего процесса короткого замыкания [6].

Начальная схема сети для расчета токов короткого замыкания составлена на основании рисунка показана на рисунке 5.

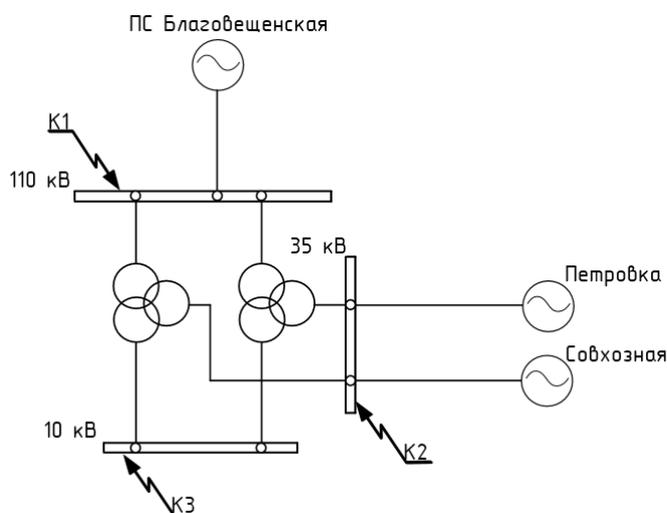


Рисунок 5 – Начальная схема сети

Для расчета токов короткого замыкания необходимо составить схему замещения, на которой должны быть указаны все сопротивления, необходимые для расчета. Схема предоставлена на рисунке 6.

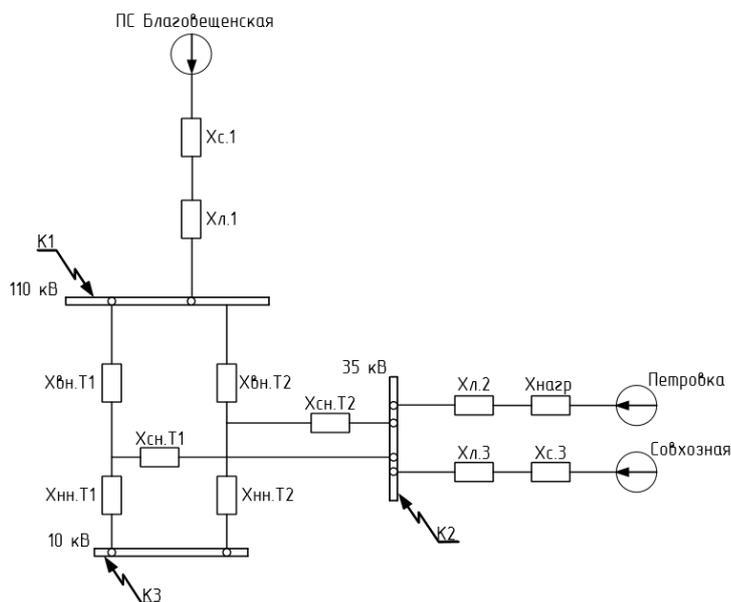


Рисунок 6 – Схема замещения подстанции

В практических расчетах часто выполняется приблизительное сокращение, что позволяет получить приближенную схему замены намного быстрее и легче. В то же время устанавливаются средние номинальные напряжения: 750; 515; 340; 230; 154; 115; 37; 20; 18; 15,75; 13,8; 10,5; 6,3; 3,15; 0,69; 0,4; 0,23 кВ. Предположим, что номинальные напряжения всех элементов (кроме реакторов) этого этапа одинаковы и равны $U_{ср}$. Соотношение преобразований каждого трансформатора будет равно отношению тех шагов, к которым он подключается [6].

Так как схема имеет простую конфигурацию целесообразно вычислять в относительных единицах.

Алгоритм расчета токов КЗ:

- составление расчетной схемы;
- составление схемы замещения;
- определение параметров схемы замещения;
- расчет по выбранным точкам кз;
- результаты расчета сводятся в таблицы.

В качестве примера будет рассчитан ток трехфазного короткого замыкания на шинах подстанции 110 кВ (точка К1).

При расчете тока КЗ для точки К1 так же будет учитываться линия 35 кВ которая идет на подстанцию совхозная, так как она будет питать точку КЗ при отключении линии 110 кВ. От нагрузки подпитка на 110 кВ через трансформацию будет мала и не будет учитываться [6].

Примем следующие базисные величины: $S_б = 100$ МВА, $S_{ном} = 6.3$ МВА, $U_{БВН} = 115$ кВ, $U_{БСН} = 37$ кВ. Принимаем ЭДС системы равным $E_c = 1$.

Так же определяем параметры основного оборудования, в нашем случае электрическое сопротивление провода $X_{о1} = 0.444$ Ом/км и сопротивление провода $X_{о3} = 432$ Ом/км. Так же используется нормальная схема Амурской области и определяется длина провода, которая будет равна следующему значению $L_1 = 47.23$ км и $L_3 = 14.77$ км. Помимо этого, требуются напряжения короткого замыкания: $U_{КЗвс} = 10.5$ %, $U_{КЗВН} = 17$ %, $U_{КЗСН} = 6$ %.

Расчетная схема замещения для точки К1 представлена на рисунке 7.

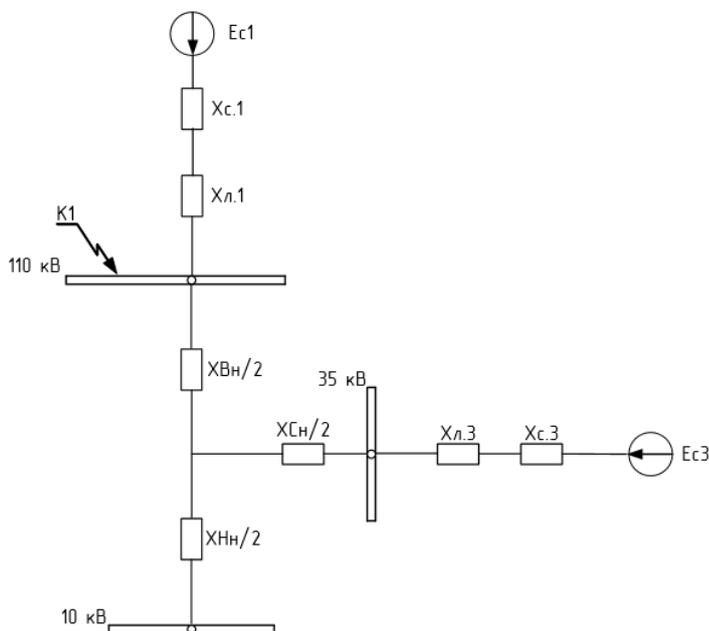


Рисунок 7 – Расчетная схема замещения для точки К1

Определим параметры элементов схемы замещения:

Сопротивление линии вычислим по следующей формуле:

$$x_{л} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_B^2}; \quad (1)$$

где X_0 – электрическое сопротивление провода;

L - длина провода;

S_6 – базисная мощность;

U_B – базисное значение напряжения на высокой стороне трансформатора;

$$x_{л1} = 0.444 \cdot 47.23 \cdot \frac{100}{115^2} = 0.159 \text{ о.е.}$$

$$x_{л3} = 0.432 \cdot 14.77 \cdot \frac{100}{37^2} = 0.466 \text{ о.е.}$$

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{кз} \cdot U_B}; \quad (2)$$

где $I_{кз}$ – ток короткого замыкания.

$$x_{c1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 15.7 \cdot 115} = 0.032 \text{ о.е.}$$

$$x_{c3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 1.225 \cdot 37} = 1.274 \text{ о.е.}$$

Рассчитываем эквивалентные сопротивления ветвей:

$$x_{\text{ЭКВ}} = x_c + x_{л}; \quad (3)$$

$$x_{\text{эКВ1}} = 0.032 + 0.159 = 0.191 \text{ о.е.}$$

$$x_{\text{эКВ2}} = 0.466 + 1.274 = 1.74 \text{ о.е.}$$

Первый этап преобразование схемы заключается в последовательном сложении сопротивлений линий. Результат данного действия представлен на рисунке 8.

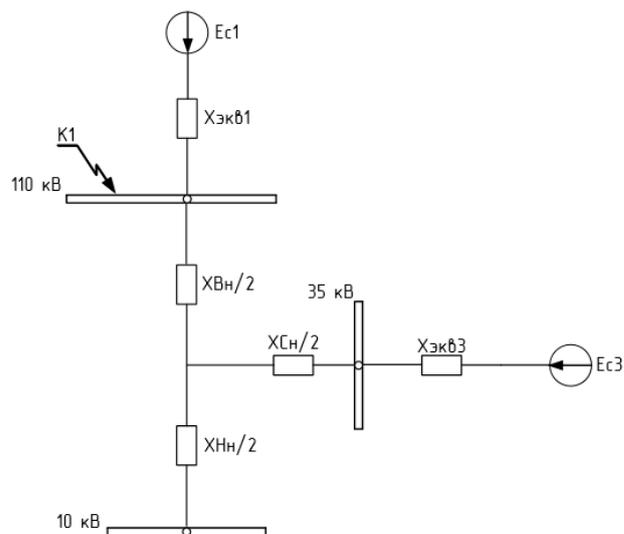


Рисунок 8 – Преобразование схемы замещения для точки К1

Второй этап преобразования приводит схему к ее простейшему виду что позволяет нам с легкостью определить ток короткого замыкания:

$$x_{\text{эКВ3}} = x_{\text{эКВ2}} + x_{\text{СН}} ; \quad (4)$$

где $x_{\text{СН}}$ – сопротивление средней обмотки трансформатора, которое для трехобмоточного трансформатора $x_{\text{СН}} = 0$.

$$x_{\text{эКВ3}} = 1.74 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{ЭКВ4}} = X_{\text{ЭКВ3}} + \frac{X_{\text{ВН}}}{2}; \quad (5)$$

где $X_{\text{ВН}}$ – сопротивление высшей обмотки трансформатора.

Сопротивление высшей обмотки трансформатора рассчитывается по формуле:

$$X_{\text{ВН}} = \left(\frac{U_{\text{КЗвс}} + U_{\text{КЗвн}} - U_{\text{КЗсн}}}{100} \right) \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (6)$$

где : $U_{\text{КЗвс}}$, $U_{\text{КЗвн}}$, $U_{\text{КЗсн}}$ – напряжения короткого замыкания;

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора.

$$X_{\text{ВН}} = \left(\frac{10.5 + 17 - 6}{100} \right) \cdot \frac{100}{6.3} = 1.706 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{ЭКВ4}} = 1.74 + \frac{1.706}{2} = 2.593 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{ЭКВ5}} = \frac{X_{\text{ЭКВ1}} \cdot X_{\text{ЭКВ4}}}{X_{\text{ЭКВ1}} + X_{\text{ЭКВ4}}}; \quad (7)$$

$$X_{\text{ЭКВ5}} = \frac{0.191 \cdot 2.593}{0.191 + 2.593} = 0.177 \text{ о.е.}$$

$E_{\text{ЭКВ}} = 1$ о.е, так как источники ЭДС аналогичны.

Итоговая расчетная схема замещения изображена на рисунке 9.

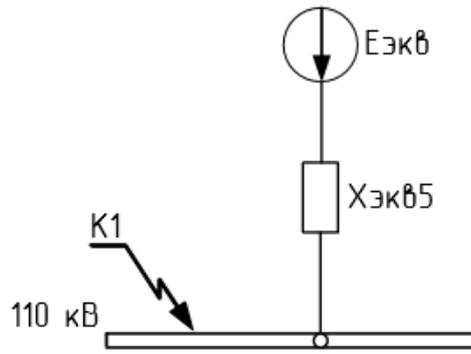


Рисунок 9 – Расчетная схема замещения для К1

Базисный ток ступени КЗ будет равен:

$$I_{\text{Б1}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{БВН}}}; \quad (8)$$

$$I_{\text{Б1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0.502 \text{ кА.}$$

Периодическая составляющая тока КЗ равна:

$$I_{\text{п01}} = \frac{E_{\text{с}}}{X_{\text{экв5}}} \cdot I_{\text{Б1}}; \quad (9)$$

$$I_{\text{п01}} = \frac{1}{0.177} \cdot 0.502 = 2.78 \text{ кА.}$$

Мгновенное амплитудное значение ударного тока КЗ:

$$i_{\text{y1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п01}} \cdot K_{\text{y}}; \quad (10)$$

где K_{y} - ударный коэффициент, принимаемый 1.6 [6].

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 2.78 \cdot 1.6 = 6.292 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока К.З.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{по}; \quad (11)$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 2.828 = 3.93 \text{ кА.}$$

Расчет для других точек КЗ проведем аналогично, в таблице 6 представлены результаты расчёта. Подробный расчет токов короткого замыкания приведен в приложении А.

Таблица 6 - Токи КЗ

Точка КЗ	КЗ Трехфазное			КЗ двухфазное	КЗ Однофазное
	$I_{по}^{(3)}$, кА	i_a , кА	$i_{уд}$, кА	$I^{(2)}$, кА	$I^{(1)}$,кА
К1	2.78	3.93	6.292	2.408	1.560
К2	2.101	2.97	4.754	1.82	-
К3	1.179	1.667	2.668	1.021	-

Полученные данные будут использованы в таких разделах как выбор и проверка оборудования и расчет релейной защиты подстанции.

Подробный расчет токов короткого замыкания приведен в приложении А.

4 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В данном разделе выпускной квалификационной работы будут рассчитаны электрические нагрузки подстанции «Сергеевка», согласно данным контрольных замеров. Проведен соответствующий анализ расчетных значений, а также будет выполнено прогнозирование нагрузки по формуле сложных процентов.

4.1 Расчет нагрузок

Прогнозирование электрических нагрузок – один из важных этап долгосрочного планирования электрического режима. В некотором смысле, величина прогноза нагрузки является опорой для последующего планирования балансов мощности и расчетов электрических режимов. Прогнозирование нагрузки является довольно важным фактором при проектировании и реконструкции объектов энергетики. От правильности спрогнозированной нагрузки зависят показатели экономичности, надежность энергоснабжения, правильность выбора оборудования и т.д. Данные по фактическим значениям потребления получают во время контрольных замеров, т.е. два раза в год – зимой и летом.

Для расчета и прогнозирования электрических нагрузок воспользуемся вероятностно статистическим методом расчета, поскольку в качестве исходных данных, полученных в ходе преддипломной практики, имеются только контрольные замеры на зимний максимум.

Средняя активная мощность:

$$P_{\text{ср}} = \frac{\sum P_i \cdot t_i}{T}; \quad (12)$$

где P_i – активная нагрузка;

t_i – время использования нагрузки.

T – общее время использования нагрузки, принимается 24 часа.

$$P_{\text{cp}} = \frac{\sum 4.38 \cdot 3 + 4.38 \cdot 7 + 4.65 \cdot 8 + 4.78 \cdot 6}{24} = 4.5 \text{ МВт.}$$

Эффективная активная мощность считается по формуле:

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{\sum P_i^2 \cdot t_i}{T}}; \quad (13)$$

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{\sum 4.38^2 \cdot 3 + 4.38^2 \cdot 7 + 4.65^2 \cdot 8 + 4.78^2 \cdot 6}{24}} = 4.65 \text{ МВт.}$$

Максимальная активная мощность:

$$P_{\text{max}} = P_{\text{cp}} \cdot (1 + \sqrt{K_{\varphi}^2 - 1}); \quad (14)$$

где K_{φ} - коэффициент формы.

Коэффициент формы рассчитывается по формуле:

$$K_{\varphi} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{cp}}}; \quad (15)$$

$$K_{\varphi} = \frac{4.65}{4.5} = 1.03.$$

$$P_{\text{max}} = 4.5 \cdot (1 + \sqrt{1.03^2 - 1}) = 5.66 \text{ МВт.}$$

Аналогично рассчитываем реактивную мощность.

Вероятностные характеристики мощностей приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Вероятностные характеристики электрических нагрузок в осенне-зимний период

Название объекта	P _{max} , МВт	Q _{max} , Мвар	P _{ср} , МВт	Q _{ср} , Мвар	P _{эф} , МВт	Q _{эф} , Мвар
ПС 110 кВ Сергеевка	5.66	1.6	4.5	1.31	4.65	1.42

Информация о возможном развитии нагрузки в районе реконструкции за последние годы нет, имеются данные в виде контрольных замеров за декабрь 2020 года. Таким образом, лучшим вариантом определения прогнозируемой нагрузки будет использование формулы сложных процентов:

$$P_{\max}^{\text{прог}} = P_{\max} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}}; \quad (16)$$

$$Q_{\max}^{\text{прог}} = Q_{\max} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}}; \quad (17)$$

где P_{\max} – максимальная активная мощность;

Q_{\max} – максимальная реактивная мощность.

ε – относительный прирост электрической нагрузки для района проектирования, коэффициент равен 0,086 (согласно Приказу Минэнерго России от 30 июня 2020 года №508 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020 – 2026 гг») [7];

$t_{\text{прог}}$ – год на который определяется электрическая нагрузка – 2025 г.;

$t_{\text{баз}}$ – год в который снимался первый замер – 2020 г.

При проектировании сетей принимаем $t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}$ равным 5, так как данные контрольных замеров известны на период 2020 года. Поэтому нагрузку нужно прогнозировать на 5 лет вперед, до 2025 года.

Ниже приведен пример расчета прогноза максимальной активной и реактивной мощности для подстанции.

$$P_{\max}^{\text{прог}} = 5.66 \cdot (1 + 0.086)^{2025-2020} = 8.54 \text{ МВт.}$$

$$Q_{\max}^{\text{прог}} = 1.6 \cdot (1 + 0.86)^{2025-2020} = 2.4 \text{ Мвар.}$$

Остальные прогнозируемые нагрузки приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Прогнозные величины потребления на 2025 г.

Название объекта	P _{max} , МВт	Q _{max} , Мвар	P _{ср} , МВт	Q _{ср} , Мвар	P _{эф} , МВт	Q _{эф} , Мвар
ПС 110 кВ Сергеевка	8.54	2.4	6.78	1.97	7.03	2.14

4.2 Компенсация реактивной мощности

В соответствии с приказом Минэнерго [8], существует порядок расчета для соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных устройств потребителей электрической энергии. Для устройств потребителей в точках поставки с уровнем напряжения 220 кВ и выше, а также с уровнем напряжения 110 кВ в случае, если субъектом оперативно - диспетчерского управления в электроэнергетике заданы предельные значения соотношения активной и реактивной мощности на шинах классом напряжения 110 кВ и выше объектов электросетевого хозяйства сетевой организации, к которым присоединены такие энергопринимающие устройства, максимальное значение коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети, минимальное значение коэффициента реактивной мощности, генерируемой в часы малых суточных нагрузок электрической сети, а также диапазоны допустимых значений коэффициента реактивной мощности, применяемые в периоды участия потребителя в регулировании реактивной мощности, определяются сетевой организацией на основе расчетов режимов работы электрической сети в указанные периоды, выполняемых сетевой организацией для нормальной и ремонтной схем сети, на основании заданных субъектом оперативно - диспетчерского управления в электроэнергетике предельных значений соотношения активной и реактивной мощности на шинах классом напряжения 110 кВ и выше объектов электросетевого хозяйства данной сетевой организации [8].

Максимальное значения коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети, для энергопринимающих устройств потребителей в точках поставки с уровнем напряжения 110 кВ равно 0.4 [8].

Основным, но не единственным источником реактивной мощности в системе являются генераторы электростанций. Располагаемая реактивная мощность электростанций определяется согласно номинальному коэффициенту мощности установленных на станциях генераторов [8].

На основе специальных расчетов распределения реактивной мощности в электроэнергетической системе, для каждого узла системы определяется реактивная мощность, которую целесообразно передавать из системы в распределительные сети, питающиеся от того или иного узла. Задается реактивная мощность Q_C , которую целесообразно потреблять в режиме наибольших нагрузок [8].

В случае если произойдут потери большой мощности это приведет к дополнительной загрузке источников системы реактивной мощности, а это в свою очередь увеличит затраты на генерацию и передачу мощности. Поэтому в проекте нужно обеспечить мероприятия которые смогут выполнить поставленные системой условия по потреблению реактивной мощности. Для этого нужно рассчитать баланс реактивной мощности в проектируемой сети [8].

Реактивная мощность, которую экономически целесообразно получить из системы:

$$Q_C = \sum P_{\max} \cdot \operatorname{tg}\varphi; \quad (18)$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ - коэффициент мощности, задаваемый энергосистемой, равный 0.4.

$$Q_C = 5.66 \cdot 0.4 = 2.264 \text{ Мвар.}$$

Реактивная мощность, которая требуется:

$$Q_{Нб} = K_{0(Q)} \cdot \sum Q_{\max} + \Delta Q_{\text{тр}} + \sum (\Delta Q_1 - \Delta Q_C); \quad (19)$$

где $K_{0(Q)}$ - коэффициент одновременности, равный 0.98;

$\sum Q_{\max}$ - сумма реактивной нагрузки в режиме максимум;

$\Delta Q_{\text{тр}}$ - суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах;

ΔQ_1 - потери реактивной мощности в линии 1;

ΔQ_C - реактивная мощность, генерируемая линией 1.

Для рассматриваемой подстанции допустимо потери реактивной мощности в линии и реактивную мощность, генерируемую линиями принимать равными, тогда:

$$\sum (\Delta Q_1 - \Delta Q_C) = 0. \quad (20)$$

При каждой трансформации напряжения потери реактивной мощности составляют приблизительно 10 % от передаваемой через трансформатор полной мощности:

$$\Delta Q_{\text{тр}} = 0,1 \cdot \sum S; \quad (21)$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = 0,1 \cdot \sqrt{5,66^2 + 1,6^2} = 0,587 \text{ Мвар.}$$

Таким образом, определяем реактивную мощность, требуемую для подстанции:

$$Q_{Нб} = 0,98 \cdot 1,6 + 0,587 + 0 = 2,15 \text{ Мвар.}$$

Полученное значение реактивной мощности необходимо сравнить со значением реактивной мощности, которую целесообразно получать из системы.

В случае $Q_{Н6} < Q_C$ (2.15 Мвар < 2.264 Мвар) необходимость в установке конденсаторных установок в узлах проектируемой сети отсутствует, так как системные источники реактивной мощности полностью покрывают всю потребность в ней.

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Число трансформаторов определяют в зависимости от потребителя электроэнергии. На подстанции Сергеевка основная часть потребителей, это потребители 2 категории, а это означает что на подстанцию необходимо установить не менее двух трансформаторов одинаковой мощности [9].

Исходя из этих соображений, мощность трансформатора определится из выражения:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot k_3}; \quad (22)$$

где $S_{\text{трасч}}$ – расчетная мощность силового трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$ – средняя активная мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – не скомпенсированная реактивная мощность, Мвар;

$n_{\text{т}}$ – количество трансформаторов;

k_3 – оптимальный коэффициент загрузки, равный 0.7.

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{6.78^2 + 1.97^2}}{2 \cdot 0.7} = 5.03 \text{ МВА.}$$

Проверим уже установленные на подстанции Сергеевка трёхобмоточные трансформаторы мощностью 10 МВА, ТДТН 10000/110 – У1.

Проверим трансформатор на загрузку в нормальном режиме:

$$K_3^{\text{н}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{2 \cdot S_{\text{тном}}} \leq 0.7; \quad (23)$$

где $S_{\text{тном}}$ – номинальная мощность силового трансформатора, МВА;

$$K_3^H = \frac{\sqrt{6.78^2 + 1.97^2}}{2 \cdot 10} = 0,35.$$

Проверим трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, при отключении одного или двух трансформаторов:

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{S_{\text{тном}}} \leq 1,4; \quad (24)$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{6.78^2 + 1.97^2}}{10} = 0,705.$$

Как видно из расчетов трансформаторы при такой нагрузке будут недогружены, принимаем решение о замене трансформаторов мощностью 10 МВА, ТДТН 10000/110 – У1, на трансформаторы мощностью 6.3 МВА ТМТН-6300/110.

Проверим трансформатор на загрузку в нормальном режиме:

$$K_3^H = \frac{\sqrt{6.78^2 + 1.97^2}}{2 \cdot 6.3} = 0,56.$$

Проверяем трансформатор в послеаварийном режиме, при отключении одного или двух трансформаторов:

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{6.78^2 + 1.97^2}}{6.3} = 1.12.$$

Условие $K_3^{\text{авар}} \leq 1.4$ выполняется, а это означает что требуется установка двух трансформаторов ТМТН 6300/110 на подстанции Сергеевка. Каталожные данные трансформатора представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Каталожные данные трансформатора ТМТН-6300/110

Тип	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ			Напряжение короткого замыкания, %		
		ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
ТМТН 6300/110	6300	115	38.5	11	10.5	17	6

Установленные на данный момент на подстанции трансформаторы ТДТН 10000/110 – У1, даже с учетом прогнозирования нагрузок нуждаются в замене.

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ ПС

При проведении реконструкции или проектирования объектов электроэнергетики такие как станции и подстанции, важным этапом всего проекта является выбор электрического оборудования. От правильности выбора электрооборудования на прямую будет зависеть работа подстанции. Правильный выбор сможет обеспечивать следующее:

- беспереывное и надежное электроснабжение, подключенных к данной подстанции потребителей;
- значительно понижается вероятность аварий на подстанции, вследствие чего уменьшаются расходы на ремонт и замену оборудования;
- правильно выбранное оборудование проработает весь свой срок службы, указанный заводом изготовителем [9].

Все выбираемые элементы при реконструкции электрических станций и подстанций должны работать в нормальных условиях, а помимо этого иметь хорошую динамическую и термическую стойкость при КЗ. Именно поэтому при выборе оборудования подстанции, требуется проверять расчётные показатели, к которым относятся, максимальный ток короткого замыкания, максимальный рабочий ток и так далее [9].

Электрические аппараты выбираются по номинальному напряжению, току, роду установки (наружной или внутренней) и проверяются на действие токов КЗ.

Проверка электрооборудования на термическую стойкость сводится к определению наибольшей температуры нагрева их токами КЗ, для чего необходимо знать длительность КЗ, которое определяется временем отключения релейной защиты, или расчетное время действия тока КЗ [9].

При реконструкции подстанции целесообразно выбирать электрооборудование одного производителя для лучшей совместимости. Важным фактором является соответствие выбранного электрооборудования с выбранной схемой распределительного устройства.

6.1 Выбор и проверка выключателей

В связи с указанными направлениями реконструкции необходимо выбрать все выключатели на стороне 110 кВ и 35 кВ и 2 выключателя на стороне 10 кВ. Порядок выбора идентичный.

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для замыкания и размыкания электрической сети включения и отключения оборудования, а также для защиты электрооборудования от короткого замыкания посредством отключения оборудования от сети [10].

Выключатель является основным устройством в электроустановках. Он служит для отключения и включения в цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на соответствующее короткое замыкание [10].

К выключателям ВН предъявляют следующие требования:

- надежное отключение токов;
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво - и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации [10].

Выключатели высокого напряжения должны длительно выдерживать номинальный ток и номинальное напряжение.

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, а также динамической и термической стойкости к токам коротких замыканий.

Если расчет производится для небыстродействующих выключателей, собственное время которых превышает 0,08 с, аperiodическим током можно пренебречь, т.к. его относительное содержание в полном токе при таком времени становится меньше 0.15 [10].

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны, элегазовые, вакуумные или воздушные.

Проверка устанавливаемого оборудования на соответствие расчетным токам КЗ производится:

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}} ; \quad (25)$$

По номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}} ; \quad (26)$$

По отключающей способности:

$$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}} ; \quad (27)$$

По току динамической стойкости:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}} ; \quad (28)$$

По току термической стойкости:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} ; \quad (29)$$

Выбор и проверка выключателей 110 кВ.

Для установки на ОРУ 110 кВ выбираем высоковольтный выключатель типа ВТБ-110Ш-40/2000 УХЛ1 с пружинным приводом фирмы «УЭТМ». Срав-

нительные технические характеристики и результаты проверки приведены в таблице 10. Такое климатическое исполнение выключателя используется так как согласно пункту 1.1 таблице 1 абсолютно минимальная температура воздуха, зафиксированная в районе проектирования подстанции минус 45 °С, что соответствует для данного климатического исполнения выключателя.

Выключатель элегазовый ВТБ-110Ш предназначен для выполнения коммутационных операций (включений и отключений), а также циклов АПВ при заданных условиях в нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока с заземленной нейтралью (коэффициент замыкания на землю не выше 1,4) при номинальном напряжении 110 кВ и номинальной частоте 50 Гц.

Пример расчета приведен для высоковольтного выключателя 110 кВ ячейки трансформатора Т-1. Подробный расчет для остальных выключателей приведен в приложении А.

По номинальному току:

$$I_{\text{ном.расч}} = \frac{1.4 \cdot S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (30)$$

где $S_{\text{тр}}$ - мощность трансформатора.

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

$$I_{\text{ном.расч}} = \frac{1.4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 46,29 \text{ кА}.$$

По току термической стойкости:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}); \quad (31)$$

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

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Таким образом время отключения выключателя равно:

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{отклвыкл}}; \quad (32)$$

где $\Delta t = 2.5$ с - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

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

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

$$t_{\text{откл}} = 2.5 + 0.055 = 2.555 \text{ с.}$$

$$B_k = 2.78^2 \cdot (2.555 + 0.03) = 19.97 \text{ кА}^2\text{с.}$$

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

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k; \quad (33)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Проверка силовых выключателей

Наименование	Расчётные данные					Каталожные данные				
	Ун.с, кВ	И _{нр} , А	И _{по} , кА	і _{уд} , кА	В _к , кА ² ·с	Ун, кВ	И _{ном} , А	І _{откл} , кА	і _{дин} , кА	І ² ·t, кА ² ·с
Ячейка Т-1 (Q1)	110	46.29	2.78	6.29	19.992	110	2000	40	102	4800
Ячейка Т-2 (Q2)	110	46.29	2.78	6.29	19.992	110	2000	40	102	4800

Как видно из таблицы выключатель соответствует данным условиям и мо-

жет быть принят к установке. Все обозначения электрооборудования соответствуют обозначениям, представленным на листе 2 графической части. Расчет для ОРУ – 35 кВ и КРУ – 10 кВ аналогичен.

Выбор и проверка выключателей 35 кВ.

К установке принимаем высоковольтный выключатель типа ВГБ-УЭТМ-35-12.5/630 с электромагнитным приводом фирмы «УЭТМ». Сравнительные технические характеристики и результаты проверки приведены в таблице 11.

Пример расчета приведен для высоковольтного выключателя 35 кВ ячейки трансформатора Т-1.

По номинальному току:

$$I_{\text{ном,расч}} = \frac{6300 \cdot 1.4}{\sqrt{3} \cdot 35} = 145.5.$$

По току термической стойкости:

$$B_k = 2.101^2 \cdot (2.06 + 0.03) = 9.22 \text{ кА}^2\text{с}.$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 12.5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k; \tag{34}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Проверка силовых выключателей

Наименование	Расчётные данные					Каталожные данные				
	Un, кВ	Inр, А	Iпо, кА	iуд, кА	Bк, кА ² ·с	Un, кВ	Inом, А	Iоткл, кА	iдин, кА	I ² ·t, кА ² ·с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Ячейка Т-1, Т-2, СВ-35(Q3, Q4 Q5)	35	145.5	2.101	4.75	9.22	35	630	12,5	35	468.75

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Ячейка ВЛ 35 кВ Петровка (Q6)	35	39.3	2.101	4.75	9,22	35	630	12,5	35	468.75
Ячейка ВЛ 35 кВ Совхозная (Q7)	35	37.3	2.101	4.75	9,22	35	630	12,5	35	468.75
Ячейка ВЛ 35 кВ Резерв (Q18)	35	145.5	2.101	4.75	9.22	35	630	12,5	35	468.75

Как видно из таблицы выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке. Все обозначения электрооборудования соответствуют обозначениям на листе 2 графической части.

Выбор и проверка выключателей 10 кВ.

На данный момент на подстанции Сергеевка основная часть выключателей 10 кВ были заменены в 2016 году на выключатели ВВУ-СЭЩ - ПЗ-10-20/1000 У2, предлагается замена оставшихся маломасляных выключателей ВМПШ – 10/630 так же на вакуумные выключатели ВВУ-СЭЩ–ПЗ-10-20/1000 У2.

Выбранный тип выключателя необходимо проверить по тем же параметрам что и выключатели 110 кВ и 35 кВ, а также убедиться в том, что уже установленные после реконструкции выключатели 10 кВ соответствуют принятым решениям по реконструкции ПС Сергеевка.

Пример расчета приведен для высоковольтного выключателя 10 кВ ячейки трансформатора Т-1, как одной из наиболее нагруженных ячеек. Остальные расчеты сведены в таблицу 12. Подробный расчет для остальных выключателей приведен в приложении А.

По номинальному току:

$$I_{\text{ном.расч}} = \frac{6300 \cdot 1.4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 509,2.$$

По току термической стойкости:

$$B_k = 1.179^2 \cdot (1.05 + 0.3) = 1.87 \text{ кА}^2\text{с.}$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k; \quad (35)$$

Таблица 12 – Проверка силовых выключателей

Наименование	Расчётные данные					Каталожные данные				
	U _{н.с} , кВ	I _{нр} , А	I _{по} , кА	i _{уд} , кА	B _к , кА ² ·с	U _н , кВ	I _{ном} , А	I _{откл} , кА	i _{дин} , кА	I ² ·t, кА ² ·с
Ячейка Т-1, Т-2, СВ-10(Q8, Q9 Q10)	10	509.2	1.179	2.69	1.87	10	1000	20	50	1200
Ячейка ф.5, ф.7, ф.8, ф.10 (Q11, Q13, Q14, Q15,)	10	0	1.179	2.69	1.87	10	1000	20	50	1200
Ячейка ф.6 (Q12)	10	30.1	1.179	2.69	1.87	10	1000	20	50	1200
Ячейка ф.12 (Q16)	10	13.4	1.179	2.69	1.87	10	1000	20	50	1200
Ячейка ф.14 (Q17)	10	20.7	1.179	2.69	1.87	10	1000	20	50	1200

Как видно из таблицы принятые выключатели соответствуют данным условиям и могут быть приняты к установке. Все обозначения электрооборудования соответствуют обозначениям на листе 2 графической части.

Выключатели, установленные на распределительных устройствах приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Выключатели для распределительных устройств

Распределительное устройство	Выключатели
1	2
ОРУ- 110	ВТБ-110Ш-40/2000 УХЛ1
ОРУ- 35	ВГБ-УЭТМ-35-12.5/630

1	2
КРУ -10	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000 У2

6.2 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель – это коммутационный аппарат, предназначенный для создания видимого разрыва в сети на время ремонта, оперативного переключения и т.д для обеспечения безопасности персонала. На подстанциях применяют разъединители разной конструкции: трехполюсные установленные на одной платформе и однополюсные устанавливаемые на каждую фазу отдельно применяются как для высоких напряжений при большом расстоянии между фазами, так и для соединения отходящих ячеек с секционными. Нельзя отключать цепь разъединителем под нагрузкой, так как это приведёт к возникновению стабильной дуги, вызывающей неисправность между фазами [11].

Выбор разъединителей происходит аналогично выбору выключателей, различием является отсутствие проверки отключающей способности, так как ими можно включать и отключать только токи холостого хода протекающие, в трансформаторе, значение которых не превышает двух ампер [11].

Выбор разъединителей 110 кВ.

На стороне ВН выбираем трехполюсные разъединители с моторным приводом фирмы «УЭТМ» типа РПД.1-УЭТМ-110/1250 УХЛ1 и РПД.2-УЭТМ-110/1250 УХЛ1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами.

Сравнение каталожных и расчётных данных для разъединителей приведено в таблице 14. Подробный расчет для разъединителей приведен в приложении А.

Таблица 14 – Проверка разъединителей

Наименование	Расчётные данные				Каталожные данные			
	Ун.с, кВ	Ипр, А	іуд, кА	Вк, кА ² ·с	Ун, кВ	Ином, А	ідин, кА	I ² ×t, кА ² ·с
Ячейка Т-1	110	46.29	6,29	19.97	110	1250	64	1875
Ячейка Т-2	110	4.29	6,29	19.97	110	1250	64	1875

Как видно из таблицы принятые типы разъединителей соответствуют данным условиям и могут быть приняты к установке. Все обозначения электрооборудования соответствуют обозначениям на листе 2 графической части.

Выбор разъединителей 35 кВ.

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

Сравнение каталожных и расчётных данных для разъединителя приведено в таблице 15. Подробный расчет для разъединителей приведен в приложении А.

Таблица 15 – Проверка разъединителей

Наименование	Расчётные данные				Каталожные данные			
	Ун.с, кВ	Ипр, А	іуд, кА	Вк, кА ² ·с	Ун, кВ	Ином, А	ідин, кА	I ² ×t, кА ² ·с
Ячейка Т-1, Т-2, СВ-35	35	145.5	4.75	9.22	35	630	12,5	468.75
Ячейка ВЛ 35 кВ Петровка	35	39.3	4.75	9.22	35	630	12,5	468.75
Ячейка ВЛ 35 кВ Совхозная	35	37.3	4.75	9.22	35	630	12,5	468.75
Ячейка ВЛ 35 кВ Резерв	35	145.5	4.75	9.22	35	630	12,5	468.75

Как видно из таблицы разъединители соответствует данным условиям и могут быть приняты к установке. Все обозначения электрооборудования соответствуют обозначениям на листе 2 графической части.

Выбранные разъединители представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Выбранные разъединители

Распределительное устройство	Разъединители
ОРУ -110	РПД.1-УЭТМ-110/1250 УХЛ1 РПД.2-УЭТМ- 110/1250 УХЛ1
ОРУ- 35	РГП.1-СЭЩ-35/630 УХЛ1 РГП.2-СЭЩ-35/630 УХЛ1

6.3 Выбор трансформаторов тока

При выборе ТТ номинальный ток должен быть насколько возможно ближе к рабочему току оборудования, иначе недозагруженность первичной обмотки приведёт к увеличению погрешностей.

Для выбора ТТ нужно найти нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}; \quad (36)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка ТТ;

$Z_{2\text{ном}}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 \approx R_2; \quad (37)$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{приб}}$, сопротивления соединительных проводов $R_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{к}}$ и определяется по формуле:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}; \quad (38)$$

Для выбора трансформаторов тока, для начала нужно найти количество и

тип измерительных приборов, подключенных во вторичную цепь трансформатора тока, а также знать мощность нагрузки этих приборов. Также необходимо знать длину соединительных проводов.

Минимальные сечения проводов должны быть 2,5 мм² для меди и 4 мм² для алюминия. Максимальные сечения – 6 и 10 мм². После этого находится сопротивление наиболее нагруженной фазы.

Выбор трансформатора тока 110 кВ.

На стороне 110 кВ ранее были выбраны выключатели со встроенными трансформаторами тока типа ТВ-110. Произведем расчет.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3021-5-3	7.5	7.5	7.5
ИТОГО		7.5	7.5	7.5

Для того чтобы обеспечить соблюдение условий заданного класса точности необходимо соблюсти условие:

$$Z_{2НОМ} \geq \sum (Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_{К}); \quad (39)$$

Сопротивление приборов будет равно:

$$R_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_{вторН}^2}; \quad (40)$$

$$R_{ПРИБ} = \frac{7.5}{5^2} = 0.3 \text{ Ом.}$$

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

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

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0.1$ Ом так как число прибор подключенных к трансформатору тока устанавливается в количестве 4 штук.

Согласно ПУЭ [3] примем длины соединительных проводов. Длины представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Длины соединительных проводов

U_H , кВ	l , м
110	75-100
35	60-70
10	6-10

Для подключения приборов принимается провод ВВГнг $q = 2.5$ мм² с медными жилами и удельным сопротивлением $\rho = 0.0175$ (Ом·мм²)/м.

Сопротивление проводов рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}; \quad (41)$$

$$R_{\text{пр}} = \frac{0.0175 \cdot 75}{2.5} = 0.525 \text{ Ом.}$$

Итоговое сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_2 = R_2 = 0.3 + 0.525 + 0.1 = 0.925 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 19. Класс точности 0.2.

Таблица 19 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Наименование	Расчётные данные					Каталожные данные				
	U _{н.с} , кВ	I _{нр} , А	S ₂	Z _{втор}	B _к , кА ² ·с	U _н , кВ	I _{ном} , А	S _{2ном} , ВА	Z _{вторн} , ОМ	I ² ×t, кА ² ·с
Ячейка Т-1	110	46.29	7.5	0.925	19.97	110	100	30	2	1600
Ячейка Т-2	110	46.29	7.5	0.925	19.97	110	100	30	2	1600

Вывод: как видно из таблицы выбранные трансформаторы тока соответствуют данным условиям и могут быть приняты к установке. Все обозначения электрооборудования соответствуют обозначениям на листе 2 графической части.

Выбор трансформатора тока 35 кВ.

На стороне 35 кВ ранее были выбраны выключатели со встроенными трансформаторами тока типа ТВГ-УЭТМ-35. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 20. Класс точности 0.2S.

Таблица 20 – Состав вторичной нагрузки

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3021-5-3	7.5	7.5	7.5
Ваттметр	СР3021-5	75	-	7.5
Варметр	СТ3021-5	7.5	-	7.5
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ-03М	0.1	-	0.1
ИТОГО		22.6	7.5	22.6

Проверка принятого трансформатора тока осуществляется аналогично.

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

$$R_{\text{ПРИБ}} = \frac{22.6}{5^2} = 0.904 \text{ Ом.}$$

Для подключения приборов принимается провод ВВГнг q = 2.5 мм² с медными жилами и удельным сопротивлением $\rho = 0.0175$ (Ом·мм²)/м.

$$R_{\text{пр}} = \frac{0.0175 \cdot 60}{2.5} = 0.42 \text{ Ом.}$$

Итоговое сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_2 = R_2 = 0.904 + 0.42 + 0.1 = 1.424 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 21. Класс точности 0.2S.

Таблица 21 – сравнение каталожных и расчетных данных

Наименование	Расчётные данные					Каталожные данные				
	U _{н.с} , кВ	I _{нр} , А	S ₂	Z _{втор}	Вк, кА ² ·с	U _н , кВ	I _{ном} , А	S _{2ном} , ВА	Z _{вторН} , ОМ	I ² ·t, кА ² ·с
Ячейка Т-1, Т-2, СВ-35	35	145.5	22.6	1.42	9.22	35	300	30	2	1600
Ячейка ВЛ 35 кВ Петровка	35	39.3	22.6	1.42	9.22	35	100	30	2	1600
Ячейка ВЛ 35 кВ Совхозная	35	37.3	22.6	1.42	9.22	35	100	30	2	1600
Ячейка ВЛ 35 кВ Резерв	35	145.5	22.6	1.42	9.22	35	300	30	2	1600

Как видно из результатов, принятые трансформаторы тока соответствуют данным условиям и могут быть приняты к установке. Все обозначения электрооборудования соответствуют обозначениям на листе 2 графической части.

Проверка трансформатора тока на 10 кВ.

На стороне НН проверим трансформатор тока ТЛМ-10. Трансформатор тока на НН подключается только к фазам А и С. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Состав вторичной нагрузки

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3021-5-3	7.5	-	7.5
Ваттметр	СР3021-5	7.5	-	7.5
Варметр	СТ3021-5	7.5	-	7.5
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ-03М	0.1	-	0.1
ИТОГО		22.6		22.6

Проверка принятого трансформатора тока осуществляется аналогично.

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

$$R_{\text{ПРИБ}} = \frac{22.6}{5^2} = 0.904 \text{ Ом.}$$

Для подключения приборов принимается провод ВВГнг q = 2.5 мм² с медными жилами и удельным сопротивлением $\rho = 0.0175 \text{ (Ом}\cdot\text{мм}^2\text{)/м}$.

$$R_{\text{ПР}} = \frac{0.0175 \cdot 6}{2.5} = 0.042 \text{ Ом.}$$

Итоговое сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_2 = R_2 = 0.904 + 0.042 + 0.1 = 1.046 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 23. Класс точности 0.2S.

Таблица 23 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Наименование	Расчётные данные					Каталожные данные				
	U _{н.с} , кВ	I _{нр} , А	S ₂	Z _{втор}	B _к , кА ² ·с	U _н , кВ	I _{ном} , А	S _{2ном} , ВА	Z _{вторН} , Ом	I ² ·t, кА ² ·с
Ячейка Т-1, Т-2, СВ-10	10	509.2	22.6	1.42	1.87	10	800	30	2	2028
Ячейка ф.5, ф.7, ф.8, ф.10	10	0	22.6	1.42	1.87	10	100	30	2	2028
Ячейка ф.6 12	10	30.1	22.6	1.42	1.87	10	100	30	2	2028
Ячейка ф.12	10	13.4	22.6	1.42	1.87	10	100	30	2	2028
Ячейка ф.14	10	20.7	22.6	1.42	1.87	10	100	30	2	2028

Как видно из результатов, принятые трансформаторы тока соответствуют данным условиям и могут быть приняты к установке. Все обозначения электрооборудования соответствуют обозначениям на листе 2 графической части.

6.4 Выбор трансформаторов напряжения

К выбору трансформаторов напряжения предъявляются следующие условия: соответствие напряжению установки, соответствие конструкции и схеме соединения, соответствие классу точности, соответствие вторичной нагрузке.

$$S_p \leq S_H \quad (42)$$

где S_p - это нагрузка всех приборов, присоединяемых к ТН;

S_H – номинальная мощность в выбранном классе точности.

Для проверки на соответствие классу точности, для трансформаторов напряжения составляется таблица их нагрузок и вычисляется нагрузка во вторичной цепи.

Условия, по которым производится выбор трансформаторов напряжения приведены в таблице 24.

Таблица 24 – условия по которым производится выбор ТН

Параметры	Условия выбора
Напряжение	$U_{НТ} \geq U_H$
Номинальная мощность вторичной цепи, ВА	$S_H \geq S_p$

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин.

Выбор трансформатора напряжения 35 кВ.

На сторону СН выбран трансформатор напряжения НАМИ - 35 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 25. Класс точности трансформатора напряжения 0.5.

Таблица 25 – вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Тип прибора	Прибор	Кол- во приборов	S прибора, ВА	Число обмоток прибора	sin	cos	P,Вт	Q,ва р
Вольтметр	СВ3021	2	7.5	1	0	1	15	0
Ваттметр	СР3021	2	7.5	1	0	1	15	0
Варметр	СВ3021	2	7.5	1	0	1	15	0
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ-03М	6	0.1	3	0.925	0,38	0.684	1.66
Сумма							45.68	1.66

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_p = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} ; \quad (43)$$

$$S_p = \sqrt{45.68^2 + 1.66^2} = 45.71 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 26.

Таблица 26 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 80 \text{ ВА}$	$S_p = 45.71 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Как видно из таблицы выбранный трансформатор напряжения соответствует условиям и может быть принят к установке.

Проверка трансформатора напряжения 10 кВ.

На стороне НН проверяется трансформатор напряжения НАМИ - 10 УХЛ1 с предохранителем марки ПКТУ - 10. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 27.

Таблица 27 – вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Тип прибора	Прибор	Кол- во приборов	S прибора, ВА	Число обмоток прибора	sin	cos	P,Вт	Q,вар
Вольтметр	СВ3021	2	7.5	1	0	1	15	0
Ваттметр	СР3021	2	7.5	1	0	1	15	0
Варметр	СВ3021	2	7.5	1	0	1	15	0
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ-03М	10	0.1	3	0.925	0.38	1.14	2.775
Сумма							46.14	2.775

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_p = \sqrt{46.14^2 + 2.775^2} = 46.22 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 28.

Таблица 28 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 75 \text{ ВА}$	$S_p = 46.22 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

На данный момент на стороне НН установлены трансформаторы напряжения 2013 года, исходя из этого в замене не нуждаются.

Трансформаторы напряжения, выбранные для установки на распределительных устройствах представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Выбранные для установки трансформаторы напряжения

Распределительное устройство	Трансформаторы напряжения
ОРУ- 35	НАМИ - 35 УХЛ1
КРУ-10	НАМИ - 10 УХЛ1

6.5 Выбор и проверка шин

6.5.1 Выбор гибких шин

В РУ 35 кВ и выше применяется гибкая ошиновка, выполняемая проводами марки АС, гибкие токопроводы служащие для электрического соединения трансформаторов и генераторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных при помощи специальной арматуры. Сталеалюминевые провода в пучке несут обычно механическую нагрузку. Алюминиевые провода, которые составляют остальную часть пучка, являются токопроводящими. В данной работе гибкая ошиновка используется как на 110 кВ, так и на 35 кВ.

Выбор гибкой ошиновки для ОРУ – 110 кВ.

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС – 70/11, допустимый ток которых $I_{\text{доп}} = 265$ А, диаметр провода $d = 11.4$ мм.

Проверка шин на схлестывание не производится, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА.

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{\text{доп}} = 265 \text{ А,}$$

$$I_{\text{PMAH}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{H}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{HH}}}, \quad (44)$$

$$I_{\text{PMAH}} = 1,4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 46,29 \text{ A}.$$

$$I_{\text{PMAH}} < I_{\text{доп}}; \quad (45)$$

$$46.29 \text{ A} < 265 \text{ A}.$$

Проверка по условиям короны:

Условие проверки:

$$1.07E \leq 0.9E_0, \quad (46)$$

где E_0 - максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, определяется по формуле:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}}\right) = 34.68; \quad (47)$$

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{0.57}}\right) = 34.68 \text{ В/м}.$$

где m - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0.82$);

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0.354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}}; \quad (48)$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 110}{0.57 \cdot \lg \frac{34}{0.57}} = 38.47 \text{ В/м.}$$

где $D_{\text{ср}}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0.9 E_0$.

$$1.07E \leq 0.9E_0; \quad (49)$$

$$37.1 < 38.47. \text{ В/м.}$$

Условие выполняется.

Выбор гибкой ошиновки на ОРУ 35 кВ.

На ОРУ – 35 кВ выбираем гибкую ошиновку на основе проводов марки АС – 70/11 диаметр провода которой $d = 11.4$ мм, сечением алюминиевой части $q = 70 \text{ мм}^2$, допустимый ток $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$.

Проверка шин на схлестывание не производится, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА.

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{\text{доп}} = 265 \text{ А.}$$

$$I_{P\text{MAX}} = 1,4 \cdot \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{HH}}}; \quad (50)$$

$$I_{P\text{MAX}} = 1,4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 145,49 \text{ А.}$$

$$I_{P\text{MAX}} < I_{\text{доп}}; \quad (51)$$

$$145.49 \text{ А} < 265 \text{ А.}$$

Шины 35 кВ не проверяются на термическую и электродинамическую стойкость, согласно ПУЭ [3]. Проверка по условию коронирования не производится.

6.5.2 Выбор жестких шин

В закрытых распределительных устройствах 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины не применяются в связи с их высокой ценой даже тогда, когда имеются большие токовые нагрузки. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия

К установке на напряжение 10 кВ принимаем алюминиевую шину АДЗ1Т 80х6 (дл.3м). Допустимый рабочий ток 2010 А.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (52)$$

где B_K – интеграл джоуля, рассчитанный при выборе выключателя

C – коэффициент для алюминия 91.

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{1.87}}{0.091} = 15.05 \text{ мм}^2.$$

Проверка шин на электродинамическую стойкость. Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы, возникающие при КЗ, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц [3].

Если собственные частоты колебательной системы шины – изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникнет. В большинстве практически применяемых конструкций шин эти условия соблюдаются, поэтому ПУЭ [3] не требует проверки электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний.

6.6 Выбор и проверка ОПН

ОПН нужен для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. ОПН состоят из колонок металлооксидных варисторов, создаваемых на основе оксида цинка с небольшими добавками других металлов. Эти колонки находятся в полимерных или фарфоровых покрышках [12].

Порядок выбора ОПН:

- выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН;
- выбор номинального напряжения ОПН по условиям работы в квазиустановившихся режимах;
- выбор класса пропускной способности ОПН;
- выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности;
- определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях;
- определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях;

Выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН.

Для увеличения надежности выбирают ОПН с наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением ($U_{нр}$) выше наибольшего значения рабочего напряжения сети в точке его установки ($U_{нс}$) по условию:

$$U_{нр} \geq 1.05 \cdot U_{нс}; \quad (53)$$

Здесь 1.05 – коэффициент запаса, учитывающий увеличение максимального напряжения сети из-за гармоник.

Выбор номинального напряжения.

Номинальное напряжение ОПН выбирают в зависимости от квазистационарных перенапряжений в сети в месте установки ОПН, принимая во внимание их амплитуды и продолжительность [12].

Номинальное напряжение ОПН должно быть не менее большего эквивалентного квазистационарного перенапряжения, определяемого по формуле:

$$U_{экр} = U_{к} \cdot \left(\frac{T_{к}}{10} \right)^m; \quad (54)$$

где $U_{к}$ - амплитуда квазистационарного перенапряжения;

$T_{к}$ - продолжительность квазистационарного перенапряжения в секундах;

$U_{экр}$ - амплитуда эквивалентного 10-секундного квазистационарного перенапряжения;

m - показатель степени, описывающей характеристику ОПН «напряжение промышленной частоты в зависимости от времени». В качестве усредненного значения может принять $m = 0.02$.

Выбор номинального разрядного тока и класса пропускной способности.

Способность ОПН поглощать энергию связана с номинальным разрядным током. Поглощение энергии ОПН, обусловленное воздействием переходного перенапряжения сети, зависит от свойства ОПН «остающееся напряжение – ток» и от номинального разрядного тока.

Номинальный разрядный ток выбирают в соответствии с грозовым разрядным током через ОПН, от которого требуется защитить оборудование [12].

Как правило, в зависимости от ожидаемого грозового разрядного тока приемлемы следующие значения:

- Сети напряжением от 1 до 220 кВ: 5 или 10 кА.

В сетях диапазонов I и II, где линейные расстояния между ОПН небольшие, ОПН на распределительных трансформаторах с номинальным разрядным током 5 кА достаточно надежны.

В сетях напряжением 35 кВ и ниже ОПН с номинальным разрядным током 5 кА будут достаточными для районов с низкой плотностью ударов в землю и эффективно защищенными отходящими воздушными линиями с низкими сопротивлениями фундаментов опор. ОПН с номинальным разрядным током 10 кА предпочтительны для важных установок в особенности в районах где высока плотность ударов в землю или высокое сопротивление земли.

В сетях напряжением 110 кВ и выше, рекомендуются ОПН с номинальным разрядным током 10 кА.

ОПН должны иметь возможность поглощать энергию, возникающую из-за перенапряжений в сети. Считаются опасными кратковременные перенапряжения, которые возникают вследствие:

- включения или повторного включения длинных линий;
- отключения батарей конденсаторов или кабелей силовыми выключателями, допускающими повторные зажигания дуги;
- ударов молнии в провода воздушной линии с высоким уровнем изоляции или обратных перекрытий, близких к месту установки ОПН.

Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности.

Под током взрывобезопасности ОПН, $I_{вз.без}$ понимают максимальное действующее значение установившегося большого тока короткого замыкания, при котором он еще сохраняет свою взрывобезопасность [12].

Если происходит внутреннее повреждение ОПН аварийный ток, который в нем протекает не должен вызывать разрушение покрышки по средствам взрыва. Следовательно, должно быть обеспечено выдерживание ОПН аварийного тока, который будет либо такой же, либо больше, чем наибольший аварийный ток через ОПН в точке его установки.

$$I_{кз} < I_{вз.без}; \quad (55)$$

Значения токов срабатывания у ОПН отличается в разы. В процессе испытаний противовзрывного устройства нужно обеспечить его срабатывание при максимально возможных токах за несколько сотых долей секунды, при минимальных токах (порядка 0.5 кА) за время до 0.5 с. [12].

При выборе ограничителей с токами срабатывания противовзрывного устройства до 40 кА, его значение должно быть на 15-20 % больше значения тока (однофазного или трехфазного) КЗ, определенного для данного РУ.

Определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях.

ОПН нужно проверить на то что он сможет обеспечить защитный уровень коммутационных перенапряжений. Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения ОПН, которое должно быть при расчетном токе не менее чем на 15-20 % ниже испытательного напряжения $U_{ки}$ коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования:

$$U_{ост.к} \leq U_{ки} / (1.15-1.2); \quad (56)$$

Для оборудования со сроком эксплуатации свыше 10 лет рекомендуется увеличить эту разницу до 30-40 %.

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1.41 \cdot 1.35 \cdot 0.9 \cdot U_{исп50}; \quad (57)$$

где $U_{исп50}$ – 50 % испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе.

Количество ограничителей для защиты от коммутационных перенапряжений определяют по соотношению испытательного напряжения электрооборудования на коммутационном импульсе и остающегося напряжения ограничителя при коммутационных перенапряжениях.

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям, $A_{вн}$:

$$A_{вн} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0.15-0.25); \quad (58)$$

где $U_{доп}$ - допустимый уровень внутренних перенапряжений;

$U_{ост.к}$ – остающееся напряжение на ОПН при коммутационном импульсе.

Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях.

ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям, $A_{гр}$:

$$A_{гр} = (U_{исп} - U_{ост}) / U_{исп} > (0.2-0.25); \quad (59)$$

где $U_{исп}$ – значение грозового испытательного импульса;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ОПН при номинальном разрядном токе;

(0.2 – 0.25) – координационный интервал.

ОПН, выбранный по всем указанным условиям, соответствующим его применению, обеспечит надежную защиту электроустановок [12].

Проверка ОПН – 110 кВ.

На ОРУ – 110 кВ проверим уже установленный ОПН – 110 кВ ОПН-П-110/80/10/650 УХЛ1, так как данный ОПН 2018 года и не требует замены.

Выбор по напряжению установки выполняется по следующему соотношению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (60)$$

$$110 \leq 110 \text{ кВ.}$$

Условия выполняются.

Выбор по наибольшему длительно допустимому напряжению:

$$U_{\text{н.р.д}} = 1.05 \cdot \frac{U_{\text{н.р.с}}}{\sqrt{3}}; \quad (61)$$

где $U_{\text{н.р.с}}$ – наибольшее рабочее напряжение сети согласно ГОСТ Р 55195-2012 [9].

$$U_{\text{н.р.д}} = 1.05 \cdot \frac{126}{\sqrt{3}} = 76.38 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{н.р.д}} \leq U_{\text{н.р.ном}} \quad (62)$$

$$76.38 \leq 80 \text{ кВ.}$$

Условия выполняются.

Выбор по условию взрывобезопасности:

$$I_{\text{в.б}} > 1.2 \cdot I_{\text{ПО}}; \quad (63)$$

Для выбранного ОПН $I_{\text{в.б}}$ ток взрывобезопасности равен 40 кА.

$$40 > 1.2 \cdot 2.78 = 3.336 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

Выбор по временно допустимому повышению напряжения.

Максимальное значение напряжения при однофазном КЗ на шинах ОРУ:

$$U_{\text{н.р}} = 1.15 \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} = 73.03 \text{ кВ.}$$

$$U_y = 1.4 \cdot U_{\text{н.р}}; \quad (64)$$

$$U_y = 1.4 \cdot 73.03 = 102.62 \text{ кВ.}$$

Кратность перенапряжения равна:

$$\frac{U_y}{U_{\text{н.р.ном}}}; \quad (65)$$

$$\frac{102.62}{80} = 1.28.$$

Время в течении, которого выдерживается перенапряжение выбранного ОПН $t_{\text{ОПН}} = 1200 \text{ с.}$

Значение средней длительности при одностороннем отключении однофазного КЗ $t = 4$ с.

$$t_{\text{ОПН}} > t; \quad (66)$$

$$1200 > 4 \text{ с.}$$

Условие выполняется.

Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях.

Максимальное значение остающихся перенапряжений при грозовом импульсе с амплитудой 10 кА для ОПН работающих в сетях 110 кВ не должно превышать 295 кВ.

Для выбранного ОПН $U_{\text{ост.ном}} = 252$ кВ.

$$U_{\text{ост.ном}} < U_{\text{ост.гр}}; \quad (67)$$

$$252 < 295 \text{ кВ.}$$

Определение защитного уровня при коммутационных перенапряжениях:

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot K_{\text{н}} \cdot K_{\text{к}} \cdot U_{\text{исп}}}{1.2}; \quad (68)$$

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

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

электрических машин $K_k=0.9$.

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 1.35 \cdot 0.9 \cdot 200}{1.2} = 286 \text{ кВ.}$$

Для выбранного ОПН $U_{\text{ост.к.ном}} = 201 \text{ кВ.}$

$$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}} ; \quad (69)$$

$$201 < 286 \text{ кВ.}$$

Выбор по длине утечки внешней изоляции ОПН.

Согласно ГОСТ Р 55195-2012 [9] для района с первой степенью загрязненности окружающей среды для подстанционного оборудования длина пути утечки должна быть не менее $l_{\text{утеч}} = 200 \text{ см.}$

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

Результаты расчета и каталожные данные приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Результаты сравнения расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$U_{\text{н.р.ном}} = 80 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} = 76.38 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} \leq U_{\text{н.р.ном}}$
$I_{\text{в.б}} = 40 \text{ кА}$	$1.2 \cdot I_{\text{по}} = 3.336 \text{ кА}$	$I_{\text{в.б}} > 1.2 \cdot I_{\text{по}}$
$t_{\text{опн}} = 1200 \text{ с}$	$t = 4 \text{ с}$	$t_{\text{опн}} > t$
$U_{\text{ост.ном}} = 252 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.гр}} = 295 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.ном}} < U_{\text{ост.гр}}$
$U_{\text{ост.к.ном}} = 201 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к}} = 286 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}}$
$l_{\text{утеч.ном}} = 315 \text{ см}$	$l_{\text{утеч}} = 200 \text{ см}$	$l_{\text{утеч.ном}} > l_{\text{утеч}}$

Для других напряжений проверка осуществляется аналогично.

Проверка ОПН – 35 кВ.

На ОРУ – 35 кВ проверим уже установленный ОПН – 35 кВ ОПН-П-35/40.5/10/650 УХЛ1, так как данный ОПН 2018 года и не требует замены.

Расчет ОПН 35 кВ выполнен в соответствии с [12]. Подробный расчет приведен в приложении А.

результаты расчета и каталожные данные приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Результаты сравнения расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$U_{\text{н.р.ном}} = 40.5 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} = 24.44 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} \leq U_{\text{н.р.ном}}$
$I_{\text{в.б}} = 40 \text{ кА}$	$1.2 \cdot I_{\text{по}} = 2.52 \text{ кА}$	$I_{\text{в.б}} > 1.2 \cdot I_{\text{по}}$
$t_{\text{опн}} = 14400 \text{ с}$	$t = 4 \text{ с}$	$t_{\text{опн}} > t$
$U_{\text{ост.ном}} = 118 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.гр}} = 130 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.ном}} < U_{\text{ост.гр}}$
$U_{\text{ост.к.ном}} = 104 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к}} = 121 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}}$
$I_{\text{утеч.ном}} = 121 \text{ см}$	$I_{\text{утеч}} = 75 \text{ см}$	$I_{\text{утеч.ном}} > I_{\text{утеч}}$

Проверка ОПН -10 кВ.

На РУ – 10 кВ проверим уже установленный ОПН – 10 кВ ОПН-10/12/10 – (II) УХЛ1, так как данный ОПН 2007 года и не требует замены.

Расчет ОПН 10 кВ выполнен в соответствии с [12]. Подробный расчет приведен в приложении А.

Результаты расчета и каталожные данные приведено в таблице 32.

Таблица 32 – Результаты сравнения расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$U_{\text{н.р.ном}} = 12 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} = 7.28 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} \leq U_{\text{н.р.ном}}$
$I_{\text{в.б}} = 40 \text{ кА}$	$1.2 \cdot I_{\text{по}} = 1.77 \text{ кА}$	$I_{\text{в.б}} > 1.2 \cdot I_{\text{по}}$
$t_{\text{опн}} = 14400 \text{ с}$	$t = 4 \text{ с}$	$t_{\text{опн}} > t$
$U_{\text{ост.ном}} = 36 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.гр}} = 45 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.ном}} < U_{\text{ост.гр}}$
$U_{\text{ост.к.ном}} = 30.7 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к}} = 50.12 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}}$
$I_{\text{утеч.ном}} = 30 \text{ см}$	$I_{\text{утеч}} = 22 \text{ см}$	$I_{\text{утеч.ном}} > I_{\text{утеч}}$

Проверенные ОПН приведены в таблице 33.

Таблица 33 – Проверенные ОПН

Распределительное устройство	ОПН
ОРУ - 110	ОПН-П-110/80/10/650 УХЛ1
ОРУ- 35	ОПН-П-35/40.5/10/650 УХЛ1
КРУ-10	ОПН-10/12/10 – (II) УХЛ1

6.7 Выбор высокочастотных заградителей

ВЧ заградители нужны чтобы ослабить действие высоковольтного оборудования на воздушные линии электропередачи, которые используются для высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями. По факту ВЧ - заградители это заграждающим фильтром для высоких частот. Устанавливаются заградители в линейные провода линий электропередачи [9].

Выбор высокочастотных заградителей проведем по номинальным и ударным токам.

Проверка высокочастотных заградителей 110 кВ.

Для ВЛ – 110 кВ принимаем ВЧ – заградитель типа ВЗ – 630 – 0.5 У1 расчетные и каталожные данные для ВЧЗ приведены в таблице 34.

Таблица 34 – Сравнение расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 46.29 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{пред.скв} = 41 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6.29 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{пред.скв}$
$V_{доп} = 256 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 19.97 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq V_{доп}$

Проверка высокочастотных заградителей 35 кВ.

Для ВЛ – 35 кВ принимаем ВЧ – заградитель типа ВЗ – 630 – 0.5 У1.

Сравнение расчетных и каталожных данных для ВЧЗ приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Сравнение расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$

1	2	3
$I_H = 630 \text{ A}$	$I_{P\text{MAX}} = 145.5 \text{ A}$	$I_P \leq I_H$
$i_{\text{пред.скв}} = 41 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 4.75 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$V_{\text{доп}} = 256 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 9.22 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq V_{\text{доп}}$

Высокочастотные заградители было решено оставить по причине того, что они ещё не отработали свой срок. Так как на подстанции будет использоваться микропроцессорная защита высокочастотные заградители не понадобятся.

Так же совместно с ВЧЗ произведем проверку фильтра присоединения и конденсатора связи.

Фильтр присоединения предназначен для подключения аппаратуры высокочастотных каналов релейной защиты, противоаварийной автоматики, телефонной связи и передачи данных к фазным проводам воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 750 кВ.

Применяем фильтр присоединения типа ФПШ (104-1000) /2200 на класс напряжения 35-110 кВ емкостью равной 2200 пФ и полосой пропускания 104-1000 кГц.

На фазу линии электропередачи 110 кВ и 35 кВ устанавливается по одному конденсатору связи типа СМПВ-110-6,4 У1 и СМП-66/3-4,4 У1 соответственно.

Проверенные высокочастотные заградители, выбранный фильтр присоединения и конденсатор связи представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Проверенные высокочастотные заградители

Распределительное устройство	Высокочастотный заградитель	Фильтр присоединения	Конденсатор связи
ОРУ - 110	ВЗ – 630 – 0.5 У1	ФПШ (104-1000)/2200	СМПВ-110-6,4 У1
ОРУ- 35	ВЗ – 630 – 0.5 У1	ФПШ (104-1000)/2200	СМП-66/3-4,4 У1

6.8 Выбор дугогасящих реакторов

6.8.1 Расчет емкостных токов для выбора ДГУ

Распределительные сети электроснабжения ПС «Сергеевка» преимущественно выполнены воздушными линиями номинальным напряжением 10 кВ.

Сети 10 кВ в данный момент выполнены с изолированным режимом нейтрали. Для оценки необходимости изменения режима нейтрали сетей 10 кВ ПС «Сергеевка» необходимо рассчитать суммарные величины емкостных токов воздушных линий 10 кВ, отходящих от распределительных устройств подстанции [9].

Определяем примерное значение суммарного емкостного тока воздушных линий сети:

$$I_{c\Sigma} = \frac{U \cdot l_{\Sigma}}{K}; \quad (70)$$

где U – номинальное напряжение сети, кВ;

l_{Σ} – суммарная длина линий электропередач, км;

K – коэффициент зависящий от типа линии электропередач.

Для воздушных линий $K = 350$, для кабельных линий $K = 10$.

Суммарная длина воздушных линий 10 кВ, отходящих от ПС «Сергеевка» равна 41.16 км. Так как вывод из КРУ – 10 кВ представлен кабелем, берем коэффициент для кабельных линий. Подставив данное значение в формулу получаем:

$$I_{c\Sigma} = \frac{10 \cdot 41.16}{10} = 41.16 \text{ А.}$$

Согласно правил устройства электроустановок [3] пункт 1.2.16 данное значение тока замыкания на землю не соответствует допустимому пределу 20 А, следовательно, для сетей 10 кВ от ПС Сергеевка необходима компенсация емкостных токов замыкания на землю. Решением подобной проблемы может стать

замена режима нейтрали данных сетей с изолированного на компенсированный тип. Делают это путем подключения дугогасящих реакторов на один из фидеров распределительных устройств 10 кВ источников питания данных сетей.

На линиях электропередачи и подстанциях преобладающим видом повреждения считают повреждения изоляции одной фазы относительно земли, т.е. замыкание одной фазы на землю. По статистике в распределительных сетях 6-35 кВ такого вида повреждения составляют более половины от всего числа повреждений.

Долгая работа с изолированной нейтралью при некоторой величине емкостного тока замыкания на землю, не является безопасной для оборудования. Когда замыкается одна фаза на землю перенапряжения, превышают номинальное рабочее в несколько раз. Чтобы уменьшить ток замыкания на землю, а также чтобы снизить скорость восстановления напряжения на поврежденной фазе после гашения дуги, уменьшения перенапряжений при повторных зажиганиях дуги и создания условий для ее самопогасания, применяют компенсацию емкостного тока замыкания на землю в сетях 6-35 кВ.

Правильная компенсация емкостных токов в сетях дает возможность:

- уменьшить ток КЗ в месте повреждения до минимальных значений;
- обеспечить надежное гашение дуги и безопасное растекание тока в земле;
- ограничить перенапряжения, возникающие при дуговых замыканиях на землю, до значений $3.5-2.6 U_{\text{фаз}}$ (при степени расстройки компенсации – 5 %), безопасных для изоляции эксплуатируемого оборудования и линий;
- снизить скорость восстановления напряжения на поврежденной фазе, способствует восстановлению диэлектрических свойств места повреждения в сети после каждого погасания перемежающейся заземляющей дуги;
- предотвращать скачки реактивной мощности на источники питания при дуговых замыканиях;

– предотвращать развитие в сети феррорезонансных процессов, кроме неполнофазного режима сети, оценка опасности которого производится по худшему варианту расчета на основании конкретной схемы сети и только для ВЛ, длина которых предельные величины;

– обеспечить высокую надежность работы высоковольтных линий электропередачи без грозозащитного троса и облегчить требования к заземляющим устройствам.

Для компенсации емкостного тока замыкания на землю применяются дугогасящие заземляющие реакторы (далее – ДГР) и дугогасящие заземляющие катушки (далее – ДГК) с плавным или ступенчатым регулированием индуктивности.

Порядок применения дугогасящих реакторов.

При компенсации емкостных токов замыкания на землю воздушные и кабельные сети могут длительно работать с замкнутой на землю фазой.

В соответствии с ПТЭ [13] компенсация емкостного тока замыкания на землю дугогасящими реакторами должна применяться при емкостных токах, превышающих следующие значения:

– в сетях 6-20 кВ на железобетонных или металлических опорах и во всех сетях 35 кВ – при токе более 10 А;

– в сетях, не имеющих железобетонных или металлических опор: при напряжении 6 кВ – при токе более 30 А, при напряжении 10 кВ – 20 А [13].

Компенсацию допускается применять в сетях 6-10 кВ при емкостном токе менее 10 А. При емкостном токе замыкания на землю более 50 А рекомендуется применять не менее двух реакторов [13].

Для компенсации емкостного тока замыкания на землю должны применяться дугогасящие реакторы с плавным или ступенчатым регулированием индуктивности.

В электрических сетях, где в процессе эксплуатации емкостный ток замыкания на землю изменяется не более чем на $\pm 10\%$, рекомендуется применять дугогасящие реакторы со ступенчатым регулированием индуктивности.

В электрических сетях, где в процессе эксплуатации емкостный ток замыкания на землю изменяется более чем на $\pm 10\%$, рекомендуется применять реакторы с плавным регулированием индуктивности, настраиваемые вручную или автоматически [13].

Автоматическая настройка компенсации рекомендуется в сетях 35 кВ при емкостном токе замыкания на землю более 10 А и в сетях 6-10 кВ при емкостном токе более 50 А.

При нормальном состоянии сети ДГР воздействует лишь напряжение смещения нейтрали и через него протекает незначительный, по сравнению с номинальным током компенсации, ток несимметрии сети. Реактор работает только тогда, когда в сети возникает замыкание на землю или какая-либо аварийная несимметрия фаз [13].

Перегрузка ДГР бывает в том случае, когда напряжение на нейтрали превышает нормальную величину.

6.8.2 Выбор дугогасящих реакторов

Выбор ДГР должен производиться с учетом возможного разделения сети на отдельно работающие участки. Дугогасящие реакторы должны размещаться таким образом, чтобы в каждой части сети после ее разделения сохранялась возможность настройки компенсации емкостного тока, близкой к резонансной.

Измерение емкостных токов, напряжений несимметрии и смещения нейтрали с целью настройки компенсации емкостного тока должны проводиться при значительных изменениях схемы сети, но не реже одного раза в 6 лет. Мощность дугогасящих реакторов должна выбираться по значению емкостного тока сети с учетом ее развития на ближайшие 10 лет. При отсутствии данных о развитии сети мощность дугогасящих реакторов следует определять по значению емкостного тока сети, увеличенному на 25 %. Расчетная мощность дугогасящих реакторов определяется по формуле:

$$Q_k = I_c \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}} ; \quad (71)$$

$$Q_k = 41.16 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = 237.637 \text{ кВА.}$$

Принимается к выбору дугогасящий реактор типа РЗДПОМ-300/10У1 мощностью 300 кВА.

6.8.3 Выбор типа нейтралеобразующего трансформатора.

Нейтралеобразующие трансформаторы – это трансформаторы, используемые для создания искусственной нейтрали с целью присоединения к ней дугогасящего реактора – ДГР. Также их называют фильтрами нулевой последовательности. Название подчеркивает тот факт, что реактор при однофазном замыкании на землю создает контур для протекания токов нулевой последовательности сети.

Функции таких нейтралеобразующих трансформаторов, как правило, выполняют силовые агрегаты масляного типа с маркировкой ТМА, ТМ или ТМГ – они работают на базе выведенной нейтрали и вторичной обмотки, которая образует треугольник.

Исходя из мощности дугогасящего реактора 300 кВА примем к выбору трансформатор ТМГ-400/10.

6.9 Выбор трансформатора собственных нужд

Расчетная максимальная мощность собственных нужд определяется суммированием установленной мощности отдельных приемников, умноженной на коэффициенты участия в максимуме.

Активные и реактивные мощности собственных нужд определяются отдельно для зимнего и летнего максимумов. В расчетах будем использовать зимний максимум исходя из того, что в зимний период трансформатор собственных нужд является наиболее загруженным. Полная расчетная мощность для зимы S_3 , кВА, определяется по формуле:

$$S_3 = \sqrt{(\sum P_3)^2 + (\sum Q_3)^2}; \quad (72)$$

Мощности приемников, коэффициенты участия в максимуме, активные и реактивные мощности летнего и зимнего максимума для расчета ТСН приведены в таблице 37.

Полная мощность зимнего максимума:

$$S_3 = \sqrt{544^2 + 209.74^2} = 583.03 \text{ кВА.}$$

За расчетную мощность ТСН принимается полная мощность зимнего максимума:

$$S_p = 583.03 \text{ кВА.}$$

$$630 \text{ кВА} > 583.03 \text{ кВА.}$$

Мощности трансформаторов ТСН - 1, ТСН - 2 ТМГ - 630 достаточно для питания потребителей собственных нужд в нормальном и аварийном режимах.

Таблица 37 – Нагрузка трансформатора собственных нужд

Наименование нагрузки	Нагрузка на трансформатор	
	Pз, кВт	Qз, кВАр
Обогрев приводов выключателей	116.2	38.2
Отопление аккумуляторно, диспетчерской	24	7.88
Освещение ОПУ, ЗРУ	24	10.22
Аварийное освещение ОПУ	2.8	0.56
Отопление ОПУ	70.00	23
Отопление ЗРУ	40.00	6.57
Питание СКУ	2.00	0.48
Питание ОПС	0.60	0.15
Освещение ОПУ, аккумуляторной диспетчерской	28.40	6.17
Распред. Пункт 0,4 кВ	40	6.57
Остальная нагрузка	196	90
Суммарная мощность потребителей	544	209.74

6.10 Организации системы оперативного постоянного тока

Данные о системах оперативного постоянного тока:

- номинальное напряжение СОПТ составляет 220 В;
- нормально допустимое отклонение напряжения на клеммах электроприемников СОПТ составляет $\pm 5\%$;
- предельно допустимое отклонение напряжения на клеммах электроприемников СОПТ, в том числе при аварийных разрядах АБ и при выполнении ускоренных зарядов АБ составляет от минус 15 до плюс 10 %;
- при напряжениях, превышающих 110 % от номинального, питание электроприемников СОПТ должно переводиться на резервную АБ;
- температура, поддерживаемая в аккумуляторных помещениях, должна составлять 20 ± 10 °С. Рекомендуемая температура составляет 20 °С;
- короткие замыкания и подключения нагрузки не должны сопровождаться провалами напряжения на клеммах электроприемников продолжительностью более 1 с, при остаточном напряжении не менее 0,7 номинального напряжения или прерываниями напряжения в течение более 0,5 с.

Общая характеристика системы оперативного постоянного тока.

Потребители постоянного оперативного тока = 220 В разнообразны по мощности и режиму потребления. Всех потребителей постоянного оперативного тока = 220 В можно разделить на три группы:

- постоянно включенная нагрузка – аппараты устройств управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, постоянно обтекаемые током. Постоянная нагрузка, как правило, невелика и составляет порядка 5 – 10 А;
- временная нагрузка – появляется при исчезновении переменного тока во время аварийного режима: аварийное освещение. Длительность этой нагрузки определяется длительностью аварии.
- кратковременная нагрузка – создается токами включения и отключения приводов выключателей 10, 220 кВ, пусковыми токами электродвигателей и токами нагрузки аппаратов управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, кратковременно обтекаемых током.

6.11 Выбор емкости аккумуляторной батареи

Комплектно со шкафами оперативного тока поставляются аккумуляторные батареи (АБ). В данной ВКР к использованию рекомендуются стационарные герметизированные свинцово-кислотные аккумуляторные батареи с рекомбинацией газа, которые имеют лучшие эксплуатационные характеристики. Для рассматриваемого шкафа оперативного тока рекомендуются к использованию элементы АБ, имеющие срок службы более 14 лет. Аккумуляторы не требуют дополнительной доливки дистиллированной воды в электролит.

Расчетным для выбора АБ является аварийный режим, когда батарея принимает на себя всю аварийную нагрузку. Продолжительность работы АБ в таком режиме для всех потребителей постоянного тока ПС, кроме средств связи и телемеханики составляет 2 часа.

Характерной величиной для аккумулятора является его емкость, или количество электричества, которое аккумулятор способен отдать при определенных условиях разряда.

Емкость аккумулятора зависит от типа пластин, их размеров и числа, а также от плотности и объема электролита, технического состояния аккумулятора и условий его работы, предшествующих разряду. Также емкость аккумулятора изменяется в течение срока службы, а при правильной эксплуатации сохраняется близкой к максимальной в течении основного времени использования.

Еще одной характерной величиной для АБ является ее внутреннее сопротивление. Чем больше емкость АБ, тем меньше ее внутреннее сопротивление.

Заводы – изготовители выключателей 6, 10 и 35 кВ изготавливают электромагнитные приводы с отклонением напряжения, для электромагнитов включения, в пределах от 85 % до 110 % $U_{ном}$. Таким образом, минимальное напряжение на приводе выключателя для его нормальной работы должно быть не менее 187 В.

Эквивалентная емкость рассчитывается по формуле:

$$C_{\text{экв}} = (I_{\text{max}} \cdot t_{\text{толч}} + I_{\text{уст}} \cdot t_{\text{уст}}) \cdot K_{\text{ёмк}} / T_{\text{к}}, \quad (73)$$

где I_{max} – максимальная толчковая нагрузка, А;

$t_{\text{толч}}$ – время толковой нагрузки, час;

$I_{\text{уст}}$ – установившаяся нагрузка аварийного режима, А;

$t_{\text{уст}}$ – длительность аварийного режима, принимается 2 часа;

$K_{\text{ёмк}}$ – коэффициент емкости батареи в конце срока службы равный 1.25;

$T_{\text{к}}$ – температурный коэффициент емкости =0.9.

Исходя из формулы:

$$C_{\text{экв}} = 172.72 \text{ Ач.}$$

Расчетное эквивалентное время аварийного режима:

$$T_{\text{расч}} = \frac{C_{\text{экв}}}{I_{\text{max}}}; \quad (74)$$

$$T_{\text{расч}} = \frac{172.27}{83.76} \cdot 60 = 123.3 \text{ мин.}$$

При напряжении на элемент $U_{\text{э}} = 1.85 \text{ В/эл}$ с учетом запаса обеспечит аккумулятор напряжением 12 В и емкостью 175 Ач.

Рекомендуемое производителем напряжение постоянного подзаряда одного элемента выбранной аккумуляторной батареи составляет 2.28 В/эл при 20°C.

Выбираем количество моноблоков в батарее для питания цепей нагрузки исходя из максимально допустимого напряжения. Учитываем, что один моноблок аккумуляторной батареи 12 В 173 Ач состоит из шести элементов. Находим количество моноблоков в батарее:

$$U_{\text{ном}} = 230 \pm 5\% \text{ В.} \quad (75)$$

Получим:

$$U_{\text{max}} = \frac{U_{\text{ном}} + 5\% \cdot U_{\text{ном}}}{100\%}; \quad (76)$$

$$U_{\text{max}} = \frac{230 + 5\% \cdot 230}{100\%} = 241.5 \text{ В.}$$

Примем $U_{\text{max}} = 242 \text{ В.}$

$$n = \frac{U_{\text{max}}}{n_{\text{Б}} \cdot U_{\text{ПЗ}}}, \quad (77)$$

где $n_{\text{Б}}$ – количество элементов в одном моноблоке батареи, шт.,

$U_{\text{ПЗ}}$ – напряжение подзаряда и заряда одного элемента АБ при 20°C, В/эл

Исходя из формулы:

$$n = \frac{242}{6 \cdot 2.28} = 16.88 \text{ эл.}$$

Примем $n = 17 \text{ эл.}$

Зарядно - выпрямительное устройство.

Номинальный ток зарядного устройства рассчитывается как сумма тока 10-и часового разряда батареи ($0.1 \cdot C_{10}$) и тока нагрузки в нормальном режиме:

$$I_{\text{зар.АБ}} = 0.1 \cdot C_{10}; \quad (78)$$

$$I_{\text{зар.АБ}} = 0.1 \cdot 175 = 17.5 \text{ А.}$$

$$I_{\text{звУ}} = 0.1 \cdot C_{10} + I_{\text{нагр.норм.реж}}; \quad (79)$$

$$I_{\text{звУ}} = 0.1 \cdot 175 + 83.76 = 101.26 \text{ А.}$$

Выбираем зарядное устройство с ближайшим большим номинальным значением тока 120 А.

Зарядное устройство НРТ рассчитано на номинальный ток - 120 А. ВУ имеет мощность и напряжение, достаточные для заряда данной батареи.

7 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

7.1 Заземление подстанции

В установках высокого напряжения различают три вида заземлений: рабочее, защитное и заземление молниезащиты. К рабочему заземлению относятся заземления нейтралей силовых трансформаторов, генераторов, измерительных и испытательных трансформаторов, дугогасящих реакторов и т.д. Защитное заземление служит для обеспечения безопасности обслуживающего персонала. Заземление молниезащиты предназначено для отвода токов молнии в землю от защитных аппаратов, таких как ОПН, разрядники, молниеотводов и других конструкций, в которые произошел удар молнии. Все указанные виды заземлений выполняются в виде одного заземляющего устройства. Заземляющее устройство состоит из заземлителя и заземляющих проводников. Заземлителем называется металлический электрод или группа электродов. Заземляющими проводниками называют проводники, соединяющие заземляемые части электроустановок с заземлителем [12].

В данной ВКР пример расчета будет приведен для заземления молниезащиты. Расчет заземления ПС выполнен в соответствии с [12]. Подробный расчет приведен в приложении А.

Анализ компоновки подстанции.

Распределительное устройство 110 кВ 35 кВ открытого типа. Распределительное устройство 10 кВ закрытого типа. ОПУ расположено в здании.

Защита электрооборудования 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ от набегающих волн атмосферных и коммутационных перенапряжений производится ОПН.

Контрольные кабели частично проложены по кабельным конструкциям в металлических коробах, частично в наземных ж/б лотках.

Цепи управления и сигнализации выполнены экранированным кабелем с двухсторонним заземлением экрана.

На подстанции применяется микропроцессорная аппаратура РЗА, АСУ и связи. Аппаратура установлена в ОПУ, в КРУ 10 кВ.

На ПС предусматривается новое заземляющее устройство подстанции. Заземляющее устройство выполняется общим для напряжения 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ и 0.4 кВ согласно РД-91.020.00-КТН-259-10 [14].

Проектируемое заземляющее устройство представляет собой наружный контур заземления ПС, который состоит из горизонтальных и вертикальных заземлителей. Горизонтальные заземлители выполняются из стальной полосы сечением 40х4 мм, прокладываемой на глубине 0.5 м от поверхности земли и представляют собой сетку, служащую также для выравнивания потенциала по площадке ОРУ, вокруг здания ОПУ, КРУ подстанции.

Прокладка продольных и поперечных горизонтальных заземлителей выполнена в соответствии с ПУЭ [3]. Для выравнивания потенциалов на входе и на въезде на территорию подстанции проложить — проводники на расстоянии 1 и 2 м от заземлителя на глубину 1 и 1.5 м соответственно и соединить эти проводники с заземлителем в соответствии с ПУЭ [3].

В качестве вертикальных заземлителей используется угловая сталь 50х50х5 мм² длиной 5 м. Протяженность горизонтальных заземлителей и количество вертикальных принято исходя из характеристик грунта в месте расположения подстанции.

К контуру заземления подстанции присоединяются все металлические части оборудования и строительных конструкций. Все соединения внутреннего и наружного контура заземления, горизонтальных и вертикальных заземлителей между собой, выполняется сваркой внахлест.

Сопротивление заземляющего устройства ПС в любое время года не должно превышать 0.5 Ом для 35 кВ сопротивление не должно превышать 10 Ом.

В здании ОПУ, предусматривается система уравнивания потенциалов посредством соединения с главной заземляющей шиной (ГЗШ) следующих проводящих частей:

- нулевого защитного проводника питающей линии;
- главного заземляющего проводника, присоединенного к ЗУ здания;
- всех металлоконструкций здания;
- экранов и брони кабелей при вводе в здание;
- металлических частей систем вентиляции и кондиционирования;
- проводящих конструкций внутри помещений.

Проводники система уравнивания потенциалов предусматриваются минимально возможной длины.

В качестве ГЗШ предусматривается шина РЕ щита собственных нужд переменного тока 0.4 кВ, установленного в блочно-модульном здании ОПУ. ГЗШ выполнена из меди сечением 6х60 мм и обеспечивает возможность присоединения необходимого количества проводников, что соответствует требованиям п. 7.1.36 РД-91-020.00-КТН-259-10 [14].

ГЗШ соединяется с ЗУ главным заземляющим проводником из стального провода, сечение которого принято не менее 75 мм².

Поскольку в PEN-проводнике, соединяющем нейтраль трансформатора с шиной PEN щита собственных нужд 0.4 кВ, установлен трансформатор тока, то заземляющий проводник присоединен к PEN-проводнику сразу за трансформатором тока. При этом разделение PEN-проводника на РЕ-проводник и N-проводник выполнено также за трансформатором тока. Трансформатор тока размещен как можно ближе к выводу нейтрали трансформатора. Принятые решения соответствуют требованиям п. 7.1.25 РД-91.020.00-КТН-259-10 [14].

Внутри помещения ОПУ по периметру на высоте 0.2-0.4 м, но не более 0.5 м проложена шина заземления.

7.2 Расчет заземляющего устройства

Расчет заземляющего устройства ПС выполнен в соответствии с [12]. Подробный расчет приведен в приложении А.

Определение величины стационарного сопротивления заземления контура ОРУ.

Удельное эквивалентное сопротивление грунта с учетом коэффициента сезонности.

$K_c = 1.4$ - для расчета грозозащиты при средней влажности грунта.

$$\rho_{\text{э}} = \rho_{\text{изм}} \cdot K_c \quad (80)$$

$$\rho_{\text{э}} = 140 \cdot 1.4 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

В целях улучшения растекания тока, заземлители закладываются в грунт на глубину 0.5 – 0.7 м, так как на глубине грунт в меньшей степени подвержен высыханию в жаркие летние месяцы года.

Выбираем заземлитель опоры в виде двух горизонтальных лучей и трех вертикальных электродов длиной 5 м и диаметром 20 мм.

Сопротивление горизонтальных электродов

$$R_{\Gamma} = \left(\frac{\rho_{\text{э}}}{\pi \cdot l} \right) \cdot \left(\ln \left(\frac{1.5 \cdot l}{h \cdot d} \right) \right); \quad (81)$$

где l – длина вертикальных электродов;

h – глубина на которую закладывается заземлитель;

d – диаметр заземлителя.

$$R_{\Gamma} = \left(\frac{140}{3.14 \cdot 5} \right) \cdot \left(\ln \frac{1.5 \cdot 5}{\sqrt{0.7 \cdot 0.02}} \right) = 37 \text{ Ом}.$$

Сопротивление вертикальных электродов:

$$R_{\text{В}} = \frac{\rho_{\text{э}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4 \cdot l \cdot (2 \cdot h + 1)}{d \cdot (4 \cdot h + 1)} \quad (82)$$

$$R_B = \frac{140}{2 \cdot 3.14 \cdot 5} \cdot \ln \frac{4 \cdot 5 \cdot (2 \cdot 0.7 + 5)}{0.02 \cdot (4 \cdot 0.7 + 5)} = 30 \text{ Ом.}$$

Сопротивление n-лучевого заземлителя с вертикальными электродами рассчитывается по формуле

$$R_M = \frac{R_B \cdot R_\Gamma}{n_B \cdot R_\Gamma + n_\Gamma \cdot R_B} \quad (83)$$

$$R_M = \frac{37 \cdot 30}{3 \cdot 37 + 2 \cdot 30} = 6.5 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем контур сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования на 1.5 м, для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя. Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана.

$$A = 124 \text{ м; } B = 54 \text{ м.}$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 3) \cdot (B + 2 \cdot 3); \quad (84)$$

$$S = (124 + 6) \cdot (54 + 6) = 7239 \text{ м}^2.$$

Принимаем расстояние между полосами сетки: $a = 18 \text{ м.}$

Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_\Gamma = (A + 2 \cdot 3) \cdot \left(\frac{B + 2 \cdot 3}{a} \right) + (B + 2 \cdot 3) \cdot \left(\frac{A + 2 \cdot 3}{a} \right); \quad (85)$$

$$L_{\Gamma} = (124 + 2 \cdot 3) \cdot \left(\frac{124 + 2 \cdot 3}{18} \right) + (54 + 2 \cdot 3) \cdot \left(\frac{54 + 2 \cdot 3}{18} \right) = 866,667 \text{ м.}$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (86)$$

$$m = \frac{866,667}{2 \cdot \sqrt{7239}} = 5,393.$$

Принимаем $m = 6$.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (87)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{7239} \cdot (6 + 1) = 1191 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов

$$n_{\text{В}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}; \quad (88)$$

$$n_{\text{В}} = \frac{4 \cdot \sqrt{7239}}{18} = 19.$$

Принимаем $n_{\text{В}} = 19$.

При достаточной густоте сетки, что характерно для современных

подстанций, R практически не зависит от диаметра и глубины укладки электродов и подсчитывается по эмпирической формуле:

$$R_{\text{ПС}} = \rho_{\text{э}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_{\text{В}} \cdot l_{\text{В}}} \right); \quad (89)$$

$$R_{\text{ПС}} = 140 \cdot \left(\frac{0.15}{\sqrt{7239}} + \frac{1}{1191 + 19 \cdot 5} \right) = 0.356 \text{ Ом.}$$

где L – длина горизонтальных электродов;

A - коэффициент подобия;

$$\frac{l_{\text{В}}}{\sqrt{S}} = 0.094, \text{ принимаем } A = 0.15.$$

Контур заземлителя сетки, расположенной с выходом за границы оборудования на 1.5 м. Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана.

Стационарное сопротивление заземления подстанции:

$$R_{\text{стац}} = \frac{R_{\text{ест}} \cdot R_{\text{иск}}}{R_{\text{ест}} + R_{\text{иск}}}; \quad (90)$$

$$R_{\text{стац}} = \frac{6.5 \cdot 0.356}{6.5 + 0.356} = 0.337 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивления заземлителя менее 0.5 Ом для ОРУ – 110 кВ и менее 10 Ом для ОРУ – 35 кВ, что соответствует требованиям.

Импульсное сопротивление заземляющего контура во в грозового сезон.

Найдем импульсный коэффициент:

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{э} + 320) \cdot (I_{м} + 45)}} ; \quad (91)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{7239}}{(140 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1.666 .$$

где $I_{м} = 55$ А – среднестатистическое значение тока молнии.

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_{и} = \alpha_{и} \cdot R_{\text{стац}} \quad (92)$$

$$R_{и} = \alpha_{и} \cdot R_{\text{стац}} = 1.666 \cdot 0.337 = 0.561 \text{ Ом.}$$

Подробный расчет приведен в Приложении А. Так же заземляющее устройство ПС отражено в графической части ВКР на листе 5.

7.3 Молниезащита ПС

Расчет молниезащиты ПС выполнен в соответствии с [12]. Подробный расчет приведен в приложении А.

Размеры ПС: ширина – 124 м; длина – 54 м.

Защита подстанции от прямых ударов молний выполняется отдельно стоящими стержневыми молниеотводами.

Высота молниеотводов:

$$h_1 = 24.3 \text{ м;}$$

$$h_2 = 24.3 \text{ м;}$$

$$h_3 = 24.3 \text{ м;}$$

$$h_4 = 24.3 \text{ м};$$

$$h_5 = 24.3 \text{ м.}$$

$$h_6 = 24.3 \text{ м.}$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} = 45.6 \text{ м};$$

$$L_{23} = 52 \text{ м};$$

$$L_{34} = 63 \text{ м};$$

$$L_{45} = 47 \text{ м};$$

$$L_{56} = 54 \text{ м.}$$

$$L_{56} = 61 \text{ м.}$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эф}} = 0.85 \cdot h_i;$$

(93)

$$h_{\text{эф}} = 0.85 \cdot 24.3 = 20.65 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0i} = (1.1 - 0.002 \cdot h_i) \cdot h_i; \quad (94)$$

$$r_{01} = (1.1 - 0.002 \cdot 24.3) \cdot 24.3 = 25.54 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта: $h_x = 11.35 \text{ м.}$

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{xi} = r_{0i} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}i}}\right); \quad (95)$$

$$r_{x1} = 25.549 \cdot \left(1 - \frac{11.350}{18.7}\right) = 11.51 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{\text{cx}12'} = h_{\text{эф}1} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1) \cdot (L_{12} - h_1); \quad (96)$$

$$h_{\text{cx}12'} = 18.7 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 24.3) \cdot (45.6 - 24.3) = 16.879 \text{ м.}$$

$$h_{\text{cx}12''} = h_{\text{эф}2} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2) \cdot (L_{12} - h_2); \quad (97)$$

$$h_{\text{cx}12''} = 13.6 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 24.3) \cdot (45.6 - 24.3) = 16.879 \text{ м.}$$

$$h_{\text{cx}12} = \frac{h_{\text{cx}12'} + h_{\text{cx}12''}}{2}; \quad (98)$$

$$h_{\text{cx}12} = \frac{16.879 + 16.879}{2} = 16.879 \text{ м;}$$

Наименьшая ширина внутренней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx12'} = r_{01} \frac{h_{cx12'} - h_x}{h_{cx12'}}; \quad (99)$$

$$r_{cx12'} = 25.549 \cdot \frac{16.879 - 11.35}{16.879} = 8.369 \text{ м.}$$

$$r_{cx12''} = r_{02} \cdot \frac{h_{cx12''} - h_x}{h_{cx12''}}; \quad (100)$$

$$r_{cx12''} = 25.549 \cdot \frac{16.879 - 11.35}{16.879} = 8.369 \text{ м.}$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{cx12'} + r_{cx12''}}{2}; \quad (101)$$

$$r_{cx12} = \frac{15.528 + 7.229}{2} = 11.543 \text{ м.}$$

На рисунке 10 изображены зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода [12].

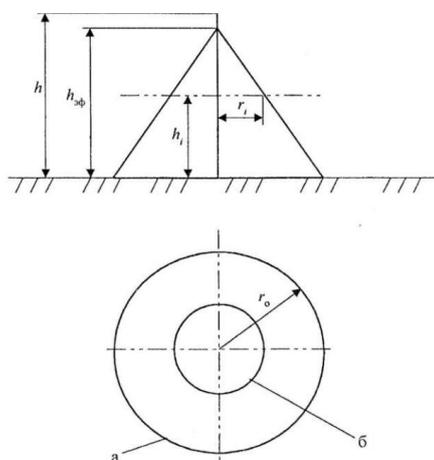


Рисунок 10 – Зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода

На рисунке 11 изображены зоны защиты двойного стержневого равновеликого молниеотвода высотой до 150 метров [12].

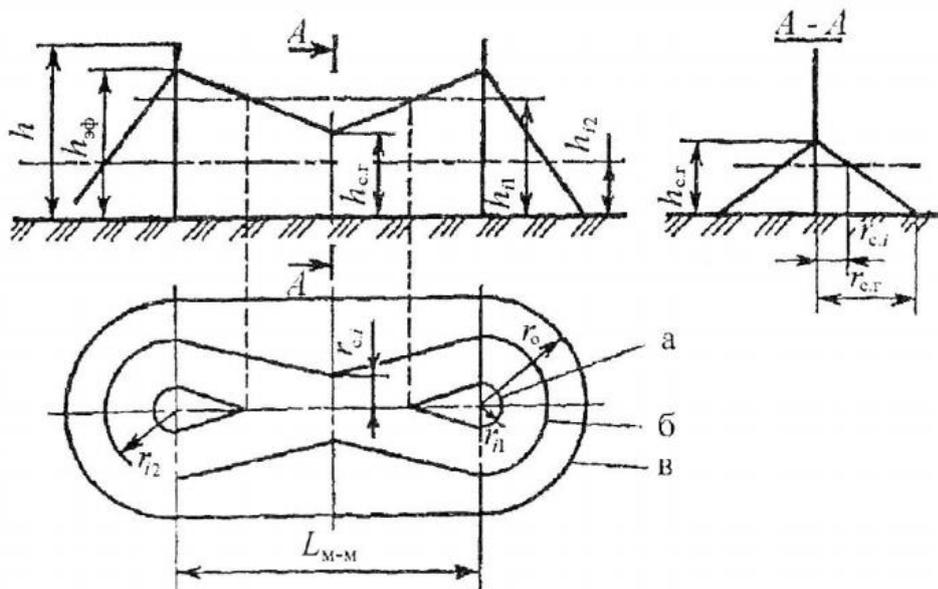


Рисунок 11 – Зоны защиты двойного стержневого равновеликого молниеотвода высотой до 150 метров

Подробный расчет остальных параметров приведен в Приложении А. Так же план молниезащиты ПС отражен в графической части ВКР на листе 4.

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

8.1 Релейная защиты подстанции

Для защиты объектов подстанции используем устройства релейной защиты на микропроцессорной базе.

Для защиты всех присоединений подстанции используем шкафы научно-производственного предприятия ООО НПП «ЭЭКРА» – ведущий российский разработчик и производитель устройств РЗА. В устройствах РЗА данной фирмы заложены логика механической релейной защиты, она наиболее проста для понимания ее работы оперативным персоналом, а также ее можно согласовать со всеми устаревшими защитами, расположенными на других концах ЛЭП.

Защита трансформатора подстанции.

Основные защиты. Эти защиты реагируют на все виды повреждений трансформатора и действуют на отключение выключателей со всех сторон без выдержки времени. К основным защитами относятся:

- продольная дифференциальная токовая защита от всех видов замыканий на выводах и в обмотках сторон с заземленной нейтралью, а также от многофазных замыканий на выводах и в обмотках сторон с изолированной нейтралью;
- газовая защита от замыканий внутри кожуха объекта, сопровождающихся выделением газа, а также при резком понижении уровня масла;
- дифференциальная токовая защита дополнительных элементов (добавочный трансформатор, синхронный компенсатор, участки ошиновки).

Резервные защиты. Эти защиты резервируют основные защиты и реагируют на внешние КЗ, действуя на отключение с двумя выдержками времени: с первой выдержкой времени отключается выключатель одной из сторон низшего напряжения, со второй - все выключатели объекта. Резервные защиты от междофазных повреждений имеют несколько вариантов исполнения:

- МТЗ без пуска по напряжению;
- МТЗ с комбинированным пуском по напряжению;

- МТЗ обратной последовательности с приставкой для действия при симметричных КЗ;

- дистанционные защиты трансформаторов.

Резервные защиты от замыканий на землю выполняются в виде МТЗ нулевой последовательности.

Защиты, действующие на сигнал. К этим защитами относятся:

- защита напряжения нулевой последовательности от замыканий на землю на стороне низшего напряжения, работающей в режиме с изолированной нейтралью; эта защита применяется при наличии синхронного компенсатора или, когда возможна работа с отключенным выключателем на стороне низшего напряжения;

- МТЗ от симметричного перегруза для трансформаторов с односторонним питанием устанавливается только со стороны питания для трехобмоточных трансформаторов с двухсторонним питанием защита от перегруза устанавливается на каждой стороне объекта, а для автотрансформаторов еще и на стороне нулевого вывода общей части обмотки; защита выполняется с токовым реле в одной фазе и независимой выдержкой времени действующей на сигнал;

- газовая защита, действующая на сигнал при медленном выделении газа.

Также трансформаторы должны быть оснащены устройствами автоматики для общего повышения надежности. Предусматриваются следующие виды:

- устройство резервирования при отказе выключателей (УРОВ) на стороне 110 кВ;

- АПВ на стороне 110 кВ. АПВ блокируется при срабатывании внутренних защит трансформатора (ДЗТ и газовой защиты).

Описание выбранных защит.

Для защиты трансформатора будем использовать шкафы ШЭ2607 042043, ШЭ2607 042, ШЭ2607 071, ШЭ2607 072, ШЭ2607 156.

Представим в таблице выбранные защиты по нормативным документам и функции, выполняемые выбранными шкафами: ШЭ2607 042043, ШЭ2607 042,

ШЭ2607 071, ШЭ2607 072. Так же устанавливаем газовое реле РГТ-80, струйное реле РСТ-25.

Структурно - функциональная схема комплекта защит трансформатора представлена на листе графической части.

Виды защит представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Виды защит на трансформаторе 110/35/10 кВ

<p>Виды защит по нормативным документам</p>	<p>Газовая; Струйная; Дифференциальная защита два комплекта; ДЗ от внешних междуфазных замыканий со стороны 110 кВ ; ТНЗНП на сторонах 110 для защиты от КЗ на землю; МТЗ в одной фазе на сигнал от перегрузки со стороны 110 кВ, 35 и 10кВ; УРОВ на ВН.</p>
<p>Используемые функции</p>	<p>ШЭ2607 042043: - дифференциальная токовая защита Т (ДЗТ Т) от всех видов КЗ внутри бака, на выводах и на ошиновке Т; -максимальная токовая защита стороны низкого напряжения (НН) Т с пуском по напряжению (МТЗ НН); - защита от перегрузки (ЗП); - дифференциальная токовая защита цепей стороны НН Т от всех видов КЗ. ШЭ2607 042 - дифференциальная токовая защита Т (ДЗТ Т) от всех видов КЗ внутри бака, на выводах и на ошиновке Т. ШЭ2607 071 на стороне 110кВ: - четырехступенчатая дистанционная защита; - пятиступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности; - максимальная токовая защита; - токовая отсечка; -АПВ. ШЭ2607 072 на стороне 110кВ: - четырехступенчатая дистанционная защита; - пятиступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности; - максимальная токовая защита; - токовая отсечка. РГТ-80: газовая защита.</p>

8.2 Расчет релейной защиты трансформатора

8.2.1 Дифференциальная защита трансформатора

В качестве примера в данной ВКР будут рассмотрены расчеты уставок релейной защиты и автоматики:

- дифференциальной защиты трансформатора Т-1;
- защиты от перегрузки трансформатора Т-1;

8.2.2 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора Т-1

Трансформаторы тока защиты имеют коэффициенты трансформации:

- на стороне ВН – 100/5;
- на стороне СН – 300/5;
- на стороне НН – 800/5.

Номинальные токи сторон силового трансформатора:

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (102)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение стороны.

Расчет вторичных номинальных токов сторон, соответствующих номинальной мощности, производится по выражению:

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}}; \quad (103)$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток стороны, соответствующий номинальной мощности трансформатора;

$K_{\text{тт}}$ – коэффициент трансформации ТТ;

K_{cx} – коэффициент схемы, учитывающий схему соединения вторичных обмоток трансформаторов тока, при штатном подключении устройства к ТТ, обмотки которых собраны по схеме «звезда», коэффициент схемы $K_{cx} = 1$ [15].

Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора на стороне ВН:

Первичный ток на стороне ВН защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,629 \text{ А.}$$

Первичный ток на стороне СН защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 38.5} = 94,475 \text{ А.}$$

Первичный ток на стороне НН защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 11} = 333.664 \text{ А.}$$

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности на стороне ВН:

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{31.629}{\frac{100}{5}} = 1.581 \text{ А.}$$

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности на стороне СН:

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{94.475 \cdot 1}{\frac{300}{5}} = 1,575 \text{ А.}$$

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности на стороне НН:

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{333.664 \cdot 1}{\frac{800}{5}} = 2,067 \text{ А.}$$

Принятые значения уставок с округлением до двух знаков после запятой приведены в таблице 39.

Таблица 39 – Принятые значения уставок

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для стороны		
		ВН	СН	НН
Принятые значения уставок	«I _{ном ВН} », «I _{ном СН} », «I _{ном НН} » диапазон уставок: (1,00—30,00) А	1.58	1.58	2.07

8.2.3 Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ – 2)

Базовая уставка $I_{д1}/I_{баз}$ определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты. Для обеспечения чувствительности к полным витковым замыканиям следует стремиться иметь уставку в пределах 0,3 – 0,5 [16].

Значение $I_{д1}/I_{баз}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора определяется с помощью выражения:

$$I_{д1} / I_{баз} = K_{отс} \cdot I_{НБ.расч} ; \quad (104)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1.2;

$I_{НБ.расч}$ – относительный ток небаланса.

$$I_{НБ.расч} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{добав}, \quad (105)$$

где $K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, следует принимать 2;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме 0,1;

$K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимаем 1;

$\Delta U_{рпн} = 0.16$ – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной половине диапазона регулирования;

$\Delta f_{добав}$ – относительная погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон трансформатора – округлением $\Delta f_{выр} = 0.04$.

$$I_{НБ.расч} = 2 \cdot 1 \cdot 0.1 + 0.16 + 0.04 = 0.4 \text{ А.}$$

Значение $I_{д1} / I_{баз}$:

$$I_{д1} / I_{баз} = 1.2 \cdot 0.4 = 0.48.$$

Принимаем $I_{д1} / I_{баз} = 0.5$.

Коэффициент торможения:

$$K_{торм} = 100\% \cdot K_{отс} \cdot \frac{I_{НБ.расч}}{K_{сн.т}}; \quad (106)$$

где $K_{\text{сн.т}}$ – коэффициент снижения тормозного тока:

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - I_{\text{НБ.расч}}} ; \quad (107)$$

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - 0.4} = 0.775 .$$

$$K_{\text{торм}} = 100\% \cdot 1.2 \frac{0.4}{0.775} = 62\% .$$

Принимаем $K_{\text{торм}} = 62\%$.

Принимаем значение уставки второй точки излома характеристики

$$I_{\text{т}} / I_{\text{ном}} = 2 .$$

Принимаем значение уставки блокирования по второй гармонике

$$I_{\text{дг2}} / I_{\text{дг1}} = 0.15 .$$

8.2.4 Дифференциальная отсечка трансформатора (ДЗТ-1)

При выборе уставки дифференциальной отсечки необходимо учитывать два условия:

- отстройка от броска намагничивающего тока (БНТ);
- отстройка от режима максимального тока внешнего КЗ (сквозного тока).

По условию отстройки от режима БНТ уставка должна приниматься не менее 6 ($I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq 6$) [16].

8.2.5 Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ-3)

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{\text{д1}} / I_{\text{баз}}$), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты [16].

Принимаем $I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} = 0.1$;

$T = 10 \text{ с.}$

На рисунке 12 показана тормозная характеристика дифференциальной защиты трансформатора.

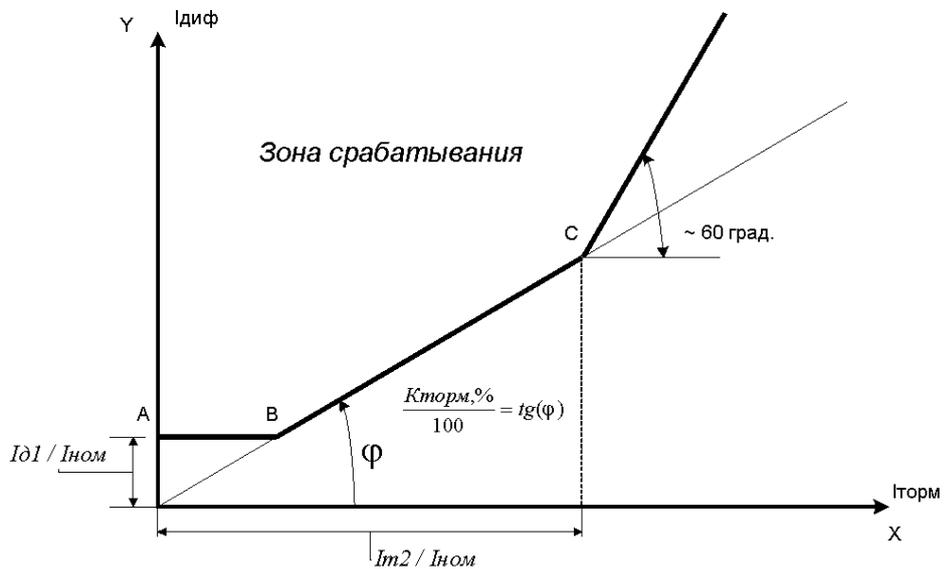


Рисунок 12 – Тормозная характеристика

8.2.6 Расчет уставок защиты от перегрузки трансформатора Т-1

Ток срабатывания защиты от перегрузки (ЗП):

$$I_{\text{ЗП.ТР}} = I_{\text{НОМ.ТР}} \cdot \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}}; \quad (108)$$

где $K_{\text{отс}} = 1.05$ – коэффициент отстройки ЗП;

$K_{\text{в}} = 0.95$ – коэффициент возврата реле тока ЗП;

$I_{\text{НОМ.ТР}}$ – номинальный первичный ток обмотки.

Для стороны ВН:

$$I_{\text{ЗП.ТР.ВН}} = 31.629 \cdot \frac{1.05}{0.95} = 34.958 \text{ А.}$$

Во вторичных величинах ток уставки равен:

$$I_{\text{уст.зп.ВН}} = \frac{I_{\text{зп.ТР.ВН}}}{K_{\text{тт.ВН}}}; \quad (109)$$

$$I_{\text{уст.зп.ВН}} = \frac{34.958}{\frac{100}{5}} = 1.748 \text{ А.}$$

Для стороны СН:

$$I_{\text{зп.ТР.СН}} = 94.475 \cdot \frac{1.05}{0.95} = 104.42 \text{ А.}$$

Во вторичных величинах ток уставки равен:

$$I_{\text{уст.зп.СН}} = \frac{I_{\text{зп.ТР.СН}}}{K_{\text{тт.СН}}}; \quad (110)$$

$$I_{\text{уст.зп.ВН}} = \frac{104.42}{\frac{300}{5}} = 1.74 \text{ А.}$$

Для стороны НН:

$$I_{\text{зп.ТР.НН}} = 330.664 \cdot \frac{1.05}{0.95} = 365.471 \text{ А.} \quad (111)$$

Во вторичных величинах ток уставки равен:

$$I_{\text{уст.зп.НН}} = \frac{I_{\text{зп.ТР.НН}}}{K_{\text{тт.НН}}}; \quad (112)$$

$$I_{\text{уст.зп.НН}} = \frac{365.471}{\frac{800}{5}} = 2.284 \text{ А.}$$

8.3 Газовая защита трансформатора

Газовая защита трансформаторов самая чувствительная, а также самая универсальная защита от внутренних повреждений. В основном её устанавливают на трансформаторы, где применяется масляное охлаждение и есть в наличии расширитель для масла.

Суть этой защиты в том, что все возможные повреждения в трансформаторе, приводят к химическому разложению трансформаторного масла, а также органических материалов изоляционной обмотки, в результате чего выделяется газ внутри трансформатора. Этот газ воздействует на специальные приборы газовой защиты, которые подают сигнал предупреждения или производят отключение трансформатора [15].

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих быстродействующей защиты. На трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА применение газовой защиты при наличии другой быстродействующей защиты допускается, но не является обязательным.

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже незначительные повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора. Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора или трансформатора [16].

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой трансформаторов от внутренних повреждений, а при некоторых опасных повреждениях действует только она, защиты, контролирующие электрические параметры, обнаружить эти режимы не могут. К таким повреждениям относятся замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, неисправности переключателей устройств РПН и ряд других, сопровождающихся повышением температуры частей трансформатора, находящихся внутри бака [16].

Защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора. Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора.

Первая ступень ГЗ срабатывает при незначительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

Вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени [16].

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам [16].

Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков. Самым серьезным является то, что эта защита не реагирует на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается

возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений [16].

Газовая защита получила широкое распространение в качестве весьма чувствительной защиты от внутренних повреждений трансформаторов. Повреждения трансформатора, возникающие внутри его кожуха, сопровождаются электрической дугой или нагревом деталей, что приводит к разложению масла и изоляционных материалов и образованию летучих газов. Будучи легче масла, газы поднимаются в расширитель, который является самой высокой частью трансформатора и имеет сообщение с атмосферой. При интенсивном газообразовании, имеющем место при значительных повреждениях, бурно расширяющиеся газы создают сильное давление, под влиянием которого масло в кожухе трансформатора приходит в движение, перемещаясь в сторону расширителя [16].

8.4 Автоматика на ПС

Устройство автоматического повторного включения (АПВ) применяются на воздушных и смешанных (воздушно-кабельных) линиях напряжением 1000 В и выше; на шинах ЭС и ПС, оборудованных специальной защитой; на понижающих трансформаторах мощностью более 1000 кВА, имеющих с питающей стороны МТЗ, в тех случаях, когда отключение трансформатора приводит к отключению потребителей; на обходных и шиносоединительных выключателях и на ответственных электродвигателях, отключаемых по условию самозапуска других двигателей.

При повреждении присоединение следует отключить с обеих сторон, что необходимо для деионизации воздушного промежутка в месте КЗ. Действие устройств АПВ на выключатели должно быть согласованным и осуществляться только однократно.

Функция АПВ на ПС реализована на базе терминала производства фирмы ООО НПП «ЭКРА» БЭ2704V011.

Автоматический ввод резерва (АВР) – один из видов автоматики, направленный на повышение надежности работы сети электроснабжения. Заключается

в автоматическом подключении к системе резервных источников питания в случае потери системой электроснабжения [16].

Общие требования, предъявляемые к АВР:

- АВР должно срабатывать за минимально возможное после отключения рабочего источника энергии время;

- АВР должно срабатывать всегда, в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей, независимо от причины. В случае работы схемы дуговой защиты АВР может быть заблокировано, чтобы уменьшить повреждения от короткого замыкания. В некоторых случаях требуется задержка переключения АВР. К примеру, при запуске мощных двигателей на стороне потребителя, схема АВР должна игнорировать просадку напряжения;

- АВР должно срабатывать однократно. Это требование обусловлено недопустимостью многократного включения резервных источников в систему с не устранённым коротким замыканием.

Функция АВР на ПС реализована на СВ-35 кВ и СВ-10 кВ на базе терминала производства фирмы ООО НПП «ЭКРА» БЭ2704V011.

При коротком замыкании в сети релейная защита поврежденного участка подаёт сигнал на отключение выключателя, питающего данный участок, при этом пусковые органы устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ) также вводятся в действие на отключение смежных выключателей с выдержкой времени, достаточной для срабатывания резервируемого выключателя. При успешном срабатывании последнего УРОВ возвращается в исходное состояние и блокируется. В случае, если выключатель по каким-либо причинам не отключился, то по истечении заданной выдержки времени УРОВ произведёт отключение всех смежных выключателей, питающих повреждённую линию и находящихся ближе к источнику питания [16].

Для пуска УРОВ необходимо выполнение двух условий:

- срабатывание релейной защиты на отключение выключателя, питающего непосредственно повреждённую линию;

- факт наличия аварийных параметров, свидетельствующих о том, что повреждение по каким-либо причинам не устранено.

Функция УРОВ реализует принцип индивидуального устройства, причем возможно выполнение универсального УРОВ как по схеме с дублированным пуском, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя.

Функция УРОВ на ПС реализована на базе терминала производства фирмы ООО НПП «ЭКРА» БЭ2704V011.

Автоматика управления выключателем (АУВ) реализовано шкафами на базе терминалов БЭ2704V011 предназначены для управления выключателями.

Один комплект АУВ осуществляет:

- включение трех фаз выключателя по команде от телемеханики, от ключа управления или по сигналу, формируемому устройством АПВ данного комплекта;

- отключение трех фаз выключателя с воздействием на два электромагнита отключения по команде от внешних устройств релейной защиты, телемеханики, ключа дистанционного управления, УРОВ, резервных защит данного комплекта;

- прием внешних команд “Включить” и “Отключить”, контроль положения выключателя “Включено” и “Отключено”, блокировку выключателя от многократных включений, фиксацию положения выключателя.

Основные требования, предъявляемые к АУВ:

- защита от не переключения фаз и неполно фазного режима;
- защита электромагнитов выключателя от длительного протекания тока;
- местное/дистанционное управление выключателем;
- контроль затягивания операций включения/отключения;
- диагностика цепей включения и отключения с измерением токов и напряжений в цепях управления;
- контроль цепей управления выключателем;
- расширенная логика блокировок управления выключателем.

9 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ ПС

В связи с тем, что при реконструкции не менялась схема подстанции, а менялось только оборудование рассчитывать надежность нет смысла.

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями.

При расчете затрат на реализацию проекта были использованы данные из «Укрупненных стоимостных показателей электрических сетей 35 – 1150 кВ». Данные показатели предназначены для оценки эффективности инвестиционных проектов и оценки объемов инвестиций при планировании электросетевого хозяйства. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000 г.

При определении фактических цен электросетевого строительства по данным Департамента ПАО «ФСК ЕЭС» индекс перехода от базовых цен 2000 г. к ценам 2021 г. рекомендуется принимать равным 5.29 [17].

Укрупненные стоимостные показатели учитывают все затраты в сооружение ВЛ и ПС по объектам производственного назначения.

9.1 Капитальные затраты на сооружение ПС

В капитальные вложения на сооружение подстанций входят: затраты на отвод земли и подготовку территории, приобретение трансформаторов, приобретение РУ ВН (СН) и НН, затраты на монтаж и наладку.

Базовые показатели стоимости ПС соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций вычисляются по следующей формуле:

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{ПОСТ}}) \cdot K_{\text{ИНФ}} \cdot K_{\text{Р}}; \quad (113)$$

где $K_{ОРУ}$ – капиталовложения в распределительные устройства;

$K_{тр}$ – капиталовложения в трансформаторы;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат на строительство ПС [18];

K_r – районный коэффициент для Амурской области;

$K_{инф}$ –коэффициент инфляции на 2021 г.

В таблице 40 представлены типы трансформаторов, выбранных для данного варианта реконструкции, и их базовая стоимость на период 2000 г. [19].

Таблица 40 – Показатели стоимости ячейки трансформатора в ценах 2000 г.

Подстанция	Тип трансформатора	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб
Сергеевка	ТМТН 6300/110	2	7030
Итого			14060

Капитальные затраты на реконструкцию ячеек подстанции представлены в таблице 41.

Таблица 41 – Показатели стоимости ячейки трехфазного выключателя РУ в ценах 2000 г

Подстанция	Номинальное напряжение	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб
ПС 110 кВ Сергеевка	10 кВ	3	800
ПС 110 кВ Сергеевка	35 кВ	6	2100
ПС 110 кВ Сергеевка	110 кВ	2	6300
Итого			27600

Постоянная часть затрат представлена в таблице 42.

Таблица 42 – Постоянная часть затрат

Схема РУ	Постоянная часть затрат в ценах 2000 г., тыс. руб.
Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии 110 кВ	19500

Вычислим суммарные капиталовложения в сооружение ПС:

$$K_{\text{ПС}} = (27600 + 14060 + 19500) \cdot 6.3 \cdot 1.5 = 577962 \text{ тыс.руб.}$$

Как видно, данный проект по своему масштабу относится к крупному инвестиционному проекту.

9.2 Расчет амортизационных отчислений

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов на производимые с их помощью продукты или работу. Цель амортизации – накопление финансовых средств, для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции для i -го вида оборудования определяются по формуле [20]:

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{\text{сл}}}; \quad (114)$$

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

$T_{\text{сл}}$ – срок службы соответствующего оборудования для оборудования подстанции – 20 лет.

Расчет издержек на амортизацию электрооборудования:

$$I_{\text{АМ}} = \frac{577962}{20} = 28900 \text{ тыс.руб.}$$

9.3 Расчет эксплуатационных затрат

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования имеют

важное значение, и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей [20].

Для расчета эксплуатационных издержек необходимо учесть потери электроэнергии в трансформаторах.

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети по формуле [20]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}; \quad (115)$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в схеме, равные 105 кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, равная 2.84 руб./кВт·ч.[21].

Стоимость потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = 105 \cdot 2.84 = 298.2 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экс}} = K_{\text{пс}} \cdot \alpha_{\text{пс}} \quad (116)$$

где $K_{\text{пс}}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ПС;

$K_{\text{вл}}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ВЛ;

$\alpha_{\text{эпПС}} = 0.067$ – ежегодные отчисления на текущий ремонт и обслуживание подстанции 110 кВ [21].

Рассчитаем затраты на эксплуатацию и ремонт оборудования по формуле:

$$I_{\text{экс}} = 577962 \cdot 0.067 = 38720 \text{ тыс.руб.}$$

9.4 Оценка экономической эффективности проекта

Простой срок окупаемости представляет собой период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции. Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений [20]:

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=t_n}^{T_{ок.п}} (O_{pt} - I_t - H_t) = \sum_{t=t_n}^{T_{ок.п}} (\Pi_{чt} - I_{амt}) \quad (117)$$

где t_c – срок завершения инвестиций (окончание строительства);

t_n – момент начала производства;

$I_{ам_t}$ – амортизационные отчисления.

Чистый дисконтированный доход относится к интегральным критериям оценки экономической эффективности инвестиций и оперирует с показателями работы проектируемых объектов по годам расчетного периода с учетом фактора времени. В этом методе расходы и доходы, разнесенные во времени, приводятся к одному моменту времени, обычно этим моментом выбирают дату, когда планируется начать проект или же дату начала производственной деятельности или условную дату, которая близка ко времени расчетов эффективности проекта. Процедура проведения разновременных платежей к базовой дате называется дисконтированием, а получаемая величина - дисконтированной стоимостью.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей Δ_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования), принимая во внимание тот факт, что наш проект сооружается на протяжении 4 лет.

$$\text{ЧДД} = \frac{O_p - K_{\Sigma} - I_t - H_t}{(1+E)^t} ; \quad (118)$$

где O_p – выручка от реализации проекта;

K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

I_t – полные эксплуатационные расходы;

H_t – отчисления налога на прибыль;

$E=0.5$ – норма дисконта.

Подробный расчет чистого дисконтированного дохода представлен в Приложении А. Расчёт чистых денежных потоков сведём в таблицу 43.

Таблица 43– Расчёт чистых денежных потоков

Год	K_t , млн. руб.	O_{pt} , млн. руб.	$I_{\text{эксп.}t}$, млн. руб.	H_t , млн. руб.	Δ_t , млн. руб.	$(1+E)^{-t}$	Δ_d , млн. руб.	Δ_{Σ} , млн. руб.
1	144,49	128,82	38,72	14,69	-69,08	0,91	-62,86	-62,86
2	144,49	128,82	38,72	14,69	-69,08	0,86	-59,40	-122,26
3	144,49	128,82	38,72	14,69	-69,08	0,82	-56,64	-178,91
4	144,49	128,82	38,72	14,69	-69,08	0,78	-53,88	-232,79
5	0	128,82	38,72	14,69	75,41	0,75	56,55	-176,23
6	0	128,82	38,72	14,69	75,41	0,71	53,54	-122,69
7	0	128,82	38,72	14,69	75,41	0,68	51,27	-71,41
8	0	128,82	38,72	14,69	75,41	0,65	49,01	-22,40
9	0	128,82	38,72	14,69	75,41	0,61	46,00	23,59
10	0	128,82	38,72	14,69	75,41	0,59	44,49	68,08
11	0	128,82	38,72	14,69	75,41	0,56	42,22	110,31
12	0	128,82	38,72	14,69	75,41	0,53	39,96	150,28
13	0	128,82	38,72	14,69	75,41	0,51	38,45	188,74
14	0	128,82	38,72	14,69	75,41	0,48	36,19	224,94
15	0	128,82	38,72	14,69	75,41	0,46	34,68	259,63
16	0	128,82	38,72	14,69	75,41	0,44	33,18	292,81
17	0	128,82	38,72	14,69	75,41	0,42	31,67	324,48
18	0	128,82	38,72	14,69	75,41	0,4	30,16	354,64
19	0	128,82	38,72	14,69	75,41	0,38	28,65	383,30
20	0	128,82	38,72	14,69	75,41	0,36	27,14	410,45

Принимаем допущения:

- строительство проекта осуществляется в течении 4 лет;
- инвестирование разбито на равные доли и осуществляется в течение всех 4 лет;
- получение прибыли возможно с 1 года.

График строится нарастающим итогом, т.е. к текущему значению ЧДД прибавляется последующее значение. Оценка экономической эффективности (ЧДД) с учетом фактора времени (расчетного периода) объекта приведена на рисунке 13.

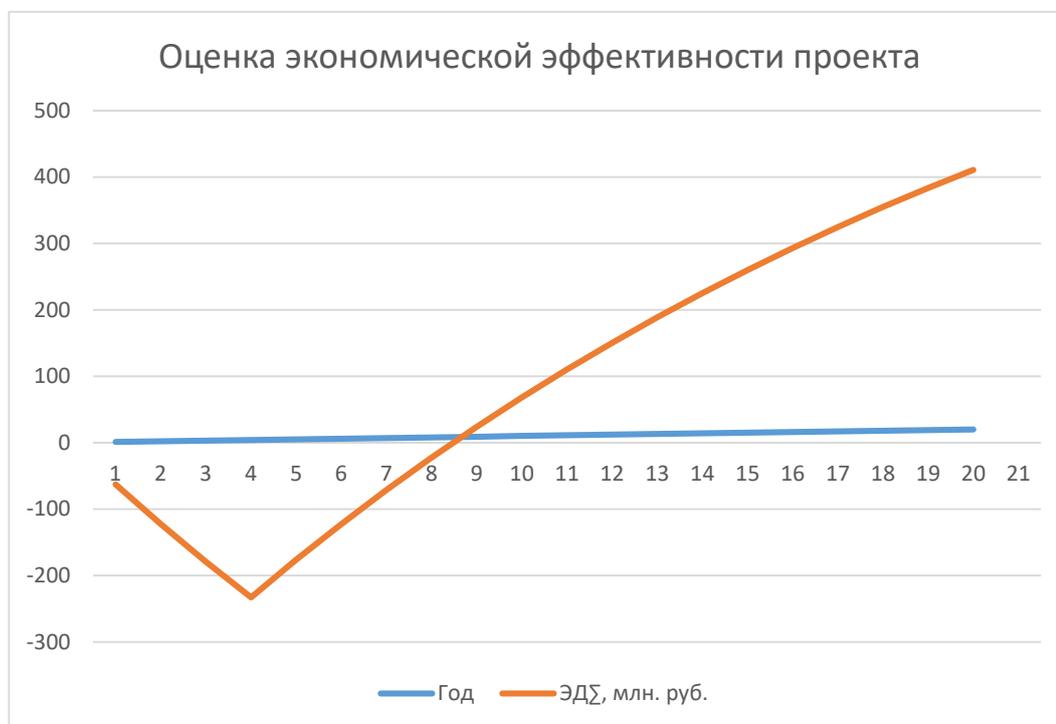


Рисунок 13 – Оценка экономической эффективности проекта

Значение ЧДД положительное, затраты на проект окупаются на 8 год. Следовательно, проект строительства рекомендуется к реализации.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

10.1 Безопасность проекта

Электрическая подстанция - электроустановка, предназначенная для преобразования, приёма и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии, вспомогательных и распределительных устройств, устройств управления.

В первую очередь использование РУ должно обеспечивать безопасность и удобство для персонала. Оборудование размещают в РУ для того чтобы обеспечить хорошую видимость, не затруднительный ремонт, максимально возможную безопасность при проведении работ. Для того чтобы обеспечить безопасность обязательно соблюдают положенные расстояния от токоведущих частей для разных частей подстанции. [3].

Все имеющиеся оборудование на подстанции установлено таким образом, чтобы обеспечить:

- при нормальных условиях работы и всех сопутствующих явлениях не было возможности повредить оборудование подстанции и нанести вред работающему на подстанции персоналу;

- в случае каких-либо нарушений нормальных условий работы, должна быть возможность предотвратить распространение повреждений, возникших под действием короткого замыкания. Для этого снимается напряжение с электрооборудования с помощью отключения выключателей или же используют разъединитель для создания видимого разрыва;

- возможность безопасного обслуживания и ремонта без каких-либо нарушений работы всей остальной подстанции;

- возможность перемещения оборудования по подстанции, для этого предусматривают дорогу, которая сможет обеспечить перемещения оборудования на подстанции и за её пределы [3].

Все конструкции которые находятся в доступности для обслуживающего

персонала не должны нагреваться до 50 °С, а все недоступные для прикосновения соответственно до 70 °С. [3].

Во всех цепях РУ имеет место установка разъединяющих устройств которые обеспечивают видимый разрыв, для того чтобы иметь возможность отключить все аппараты каждой цепи от сборных шин, и конечно же от других источников напряжения. Разъединители обязательно устанавливаются с двух сторон аппарата или с двух сторон электрических цепей.

В ОРУ 110 кВ и выше всегда есть проезд вдоль выключателей для возможности передвижения механизмов. Размер проезда должен быть не менее 4 метров по ширине и по высоте. Это нужно больше всего для безопасности ремонтного персонала, так как при проезде ремонтных механизмов можно задеть высоковольтные провода [3].

Любые неизолированные токоведущие части для того чтобы обеспечить невозможность случайных прикосновений к ним размещают в камеры или ограждают. Ограждение в основном сплошное или сетчатое. Так же часто применяют и смешанные ограждения. Высота подобных ограждений не меньше 1,9 м, при этом отверстия сетки нормированы и должны быть не более 25 x 25 мм.

Распределительные устройства оборудованы блокировкой от неправильных действий при переключениях в электрических установках [3].

Оперативная блокировка нужна для того, чтобы исключить: возможность подачи напряжения разъединителем на участок электрической схемы, которая заземлена включенным заземлителем, а также на участок электрической схемы, отделенной от включенных заземлителей только выключателем; включение заземлителя на участке схемы, не отделенном разъединителем от других участков, которые могут быть как под напряжением, так и без напряжения; отключение и включение разъединителями токов нагрузки [3].

Основными факторами опасного и вредного воздействия на человека, связанными с использованием электрической энергии, являются:

- протекание электрического тока через организм человека;
- воздействие электрической дуги;

- воздействие биологически активного электрического поля;
- воздействие биологически активного магнитного поля;
- воздействие электростатического поля;
- воздействие электромагнитного излучения (ЭМИ).

Все эти воздействия в основном проявляются в виде электрических, механических повреждений и профессиональных заболеваний. Степень воздействия зависит от нескольких факторов, в том числе: рода и величины напряжения и тока, частоты электрического тока, пути тока через тело человека, продолжительности воздействия электрического тока или электрического и магнитного полей на организм человека, условий внешней среды [22].

Для того чтобы исключить возможные неблагоприятные воздействия вредных и опасных факторов производства на персонал обслуживающий подстанцию, необходимо соответствие условий работы персонала классам условий труда: в зависимости от уровня вибрации и шума рабочих мест, содержания в воздухе рабочей зоны вредных веществ, параметров световой среды производственных участков и помещений (для постоянных рабочих мест), микроклимата в производственных помещениях, а так же на открытых территориях в разные сезоны года.

Целью всех мероприятий по охране труда работников, является уменьшение производственного травматизма, профессиональной заболеваемости, аварийности и других инцидентов, предотвращение которых, обеспечивается за счет [23]:

- оперативного выявления и устранения опасных и вредных производственных факторов на рабочих местах;
- увеличения эффективности организации работ по охране труда;
- проведение необходимых проверок, и в соответствии с их результатами, принятие необходимых мер, которые будут способствовать выявленным недостаткам в области охраны труда.

Безопасность обслуживающего персонала и посторонних лиц должна обеспечиваться выполнением мер защиты, а также следующих мероприятий:

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

10.2 Экологичность

В данном пункте будет рассмотрен расчёт маслоприемника трансформатора.

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

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

Расчет маслоприемника производится для трансформатора ТДТН-6300/110–У1[24].

Параметры этого трансформатора представлены в таблице 44.

Таблица 44 – Параметры трансформатора ТДТН-6300/110-У1

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	Н	А	Б
ТДТН-6300/110-У1	6.3	33,1	12,0	4690	5700	3800

На ПС «Сергеевка» установлен маслоприёмник без отвода масла. В соответствии с ПУЭ, если количество трансформаторного масла в единице маслona-полненного оборудования, содержащего максимальное количество масла, не превышает 20 т, то выполняется маслоприемники под всем маслonaполненным оборудованием без отвода масла [3].

Габариты маслоприемника при массе трансформаторного масла от 10 до 50 тонн должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на $\Delta = 1,5$ м [3].

Определяем габариты маслоприемника:

$$A_{\text{МП}} = A_{\text{T}} + 2 \cdot \Delta ; \quad (119)$$

$$A_{\text{МП}} = 5700 + 2 \cdot 1500 = 8.7 \text{ м.}$$

$$B_{\text{МП}} = B_{\text{T}} + 2 \cdot \Delta ; \quad (120)$$

$$B_{\text{МП}} = 3800 + 2 \cdot 1500 = 6.8 \text{ м.}$$

Площадь маслоприемника:

$$S_{\text{МП}} = A_{\text{МП}} \cdot B_{\text{МП}} ; \quad (121)$$

$$S_{\text{МП}} = 8.7 \cdot 6.8 = 59.16 \text{ м}^2.$$

Определяем объем маслоприемника:

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор, и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью $0,2$ л/(с · м²) в течение 30 минут [3]:

$$V_{\text{МП}} = V_{\text{ТМ}} + 0.8 \cdot V_{\text{вода}} ; \quad (122)$$

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

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

Объём трансформаторного масла определяем по формуле:

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{M_{\text{ТМ}}}{\rho_{\text{ТМ}}}; \quad (123)$$

где $\rho_{\text{ТМ}}$ - плотность трансформаторного масла, для масла марки Т-1500

$$\rho_{\text{ТМ}} = 885 \text{ кг/м}^3 [25].$$

Объём воды от средств пожаротушения определяем по формуле:

$$V_{\text{воды}} = 0.8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{\text{МП}} + S_{\text{БПТ}}) \quad (124)$$

где I – интенсивность пожаротушения, л/(с · м²) ($I = 0,2$ л/(с · м²));

t – нормативное время пожаротушения, мин ($t = 30$ мин);

$S_{\text{БПТ}}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, м².

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot H_{\text{Т}} \cdot (A_{\text{Т}} + B_{\text{Т}}); \quad (125)$$

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot 4.690 \cdot (5.7 + 3.8) = 89,148 \text{ м}^2.$$

где $H_{\text{Т}}$ – высота трансформатора, м.

Объём трансформаторного масла:

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{12.0}{0.885} = 13.6 \text{ м}^3.$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{\text{воды}} = 0.0002 \cdot 1800 \cdot (59.16 + 89.148) = 53,39 \text{ м}^3.$$

Объем маслоприемника для приема 100 % трансформаторного масла и 80 % воды:

$$V_{\text{МП}} = 13.6 + 0.8 \cdot 53.39 = 56.312 \text{ м}^3.$$

Определяем глубину маслоприемника:

$$h_{\text{МП}} = \frac{V_{\text{МП}}}{S_{\text{МП}}} + h_{\Gamma} + h_{\text{В}}; \quad (126)$$

где h_{Γ} - толщина гравийной засыпки, м;

$h_{\text{В}}$ - воздушный промежуток между решеткой и маслом, м.

В соответствии с требованиями ПУЭ принимаем $h_{\Gamma} = 0.25$ м, $h_{\text{В}} = 0.05$ м [3], тогда глубина маслоприемника равна:

$$h_{\text{МП}} = \frac{56.312}{59.16} + 0.25 + 0.05 = 1.25 \text{ м}.$$

Исходя из расчетов, для данного трансформатора ТДТН-6300/110-У1 с массой трансформаторного масла равной 12000 кг, габариты маслоприемника имеют следующие значения: длина будет равна 8.7 м; ширина равна 6.8; высота равна 1.25 м.

Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства.

Нельзя сливать масло в открытые сливные люки, особенно запрещается

сливать масло во время грозы.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования.

Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

Маслоочистительные установки, установленные стационарно, должны иметь исправную дренажную систему, а приёмный бак грязного масла – мерное стекло с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр - прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость.

Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло.

10.3 Чрезвычайная ситуация

Рассмотрим вариант ЧС, когда на подстанции возникает пожар.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причиной возгорания на подстанции обычно становятся: электрические искры, дуги, короткие замыкания перегрузка проводов и т.д.

Пожары при работе электрооборудования не редкость они могут быть вызваны многими обстоятельствами: ошибочными действиями персонала, ненор-

мальными режимами работы или погодными факторами. В этих случаях дорогостоящее оборудование которое представляет материальную ценность для организации и здоровое персонала, присутствующего на объекте, находится под угрозой [27].

Система противопожарной защиты состоит из комплекса организационных и технических средств по предотвращению опасных факторов пожара и снижение материального ущерба вследствие пожара.

Процедура пожаротушения на энергообъекте:

- первый, кто заметит пожар, обязан немедленно сообщить об этом в пожарную часть и старшему лицу по смене, сразу после этого он должен начать тушить пламя всеми доступными средствами.

- начальник смены сам либо с помощью дежурного персонала должен определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу оборудованию и участкам сети, находящиеся в пожарной зоне;

- после определения источника пожара дежурные обязаны проверить срабатывание системы пожаротушения. Также должны создать условия для безопасной ликвидации пожара. После этого начать тушение пожара средствами подстанции до прибытия пожарных. После прибытия пожарных, нужно отправить на встречу человека, который знает расположение подъездных путей и источников воды;

- присоединения, на которых горит оборудование, могут быть отключены дежурным персоналом без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, которое осуществляет оперативное управление, но с последующим уведомлением об отключении;

- пожарные отделения могут начать тушить пожар после инструктажа старшего технического персонала и получения от него письменного разрешения на тушение пожара;

- работа пожарных подразделений по тушению пожара осуществляется с учетом инструкций старшего технического персонала по соблюдению правил

техники безопасности и возможности загорания, находящегося рядом оборудования;

- проникновение персонала пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей под напряжением недопустимо. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допустить посторонних лиц к месту пожара.

Весь пожарный инвентарь, средства тушения огня должны храниться в видных местах, иметь свободный доступ к должны быть окрашены в красный цвет.

Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с расходом 5 л/с [26].

Наружное пожаротушение осуществляется передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с [27].

Также под трансформаторами имеется специальная маслоприемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. Она нужна для того, чтобы слить масло при пожаре через нижний спусковой кран в яму.

Запуск средств тушения пожара осуществляется с помощью датчика пожарной сигнализации в помещении, а также при срабатывании защит трансформатора.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, должны быть защищены от высоких температур. Методы пожаротушения другого маслonaполненного оборудования не отличаются от методов пожаротушения трансформаторов - выключение трансформатора со всех сторон и тушение всеми доступными средствами [27].

Если необходимо потушить пожар без снятия напряжения, запрещается прикасаться к кабелям, проводам и оборудованию.

В связи с тем, что на ПС «Сергеевка» устанавливаются элегазовые и вакуумные выключатели, снижается уровень возникновения пожара на ОРУ. Тем не менее виды пожаротушения остаются те же самые.

На предприятиях энергетики широко применяют установки водяного,

пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты горящих веществ [28].

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители, расположенные у каждого взрывоопасного оборудования.

Огнетушители бывают: химические пенные ОХП-10, газовые углекислотные ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, порошковые ОПС-10 и специальные огнетушители типа ОУБ [29].

Газовые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов горения веществ и электроустановок, за исключением веществ, горение которых происходит без доступа кислорода воздуха. В качестве огнетушащего средства в основном используют углекислоту.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов возгорания щелочных металлов и других соединений.

Углекислотно - бромэтиловые огнетушители типа ОУБ предназначены для тушения небольших очагов горения волокнистых и других твердых металлов, а также электроустановок.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной выпускной квалификационной работе была произведена реконструкция ПС 110 кВ Сергеевка. Проектируемая ПС расположена в Амурской области. Реконструкция ПС 110 кВ Сергеевка вызвана необходимостью обеспечить надежное электроснабжение потребителей Филиала АО «ДРСК».

Исполнение подстанции было принято в виде открытого распределительного устройства схемой №110-4Н. Для реализации этой схемы требуется 2 выключателя 110 кВ и 6 разъединителей 110 кВ.

В ВКР был осуществлен расчет токов короткого замыкания, необходимых для осуществления выбора оборудования и расчета параметров срабатывания релейной защиты.

Произведен расчет и прогнозирование электрических нагрузок на ПС 110 кВ Сергеевка после чего был сделан вывод о целесообразности замены существующих трансформаторов на трансформаторы меньшей мощностью 6,3 МВА.

В рамках данной ВКР произведен выбор и проверка оборудования на соответствие требованиям к установке. Были выбраны силовые выключатели, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения стороны 110 кВ и 35 кВ, осуществлена проверка оборудования КРУ 10 кВ. Ошиновка открытой части 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ принята гибкая. Выбраны разъединители высокой и средней сторон ПС 110 кВ Сергеевка. Вновь устанавливаемое оборудование, расположенное на ОРУ, ставится на блочные металлоконструкции повышенной заводской готовности. Защитное покрытие металлоконструкций выполнено методом горячего цинкования.

Защита от грозовых и коммутационных перенапряжений принята с помощью ОПН, установленных вблизи силовых трансформаторов со стороны высокого и низкого напряжения. Заземляющее устройство подстанции принято в виде сетки из горизонтальных заземлителей и вертикальных электродов. Сопротивление ЗУ не более 0.5 Ом.

В части проектирования устройств РЗА силовых трансформаторов ПС 110 кВ Сергеевка были выбраны микропроцессорные терминалы защит фирмы ООО НПП «ЭКРА». Расчёт уставок выбранных защит осуществлён согласно действующим руководящим указаниям и рекомендациям фирм-изготовителей. В проекте рассматриваются вопросы выполнения комплексов релейной защиты с использованием многофункциональных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики элементов ПС.

Произведен экономический анализ, по результатам которого была получена оценка о целесообразности проведения реконструкции и рассчитан срок окупаемости равный 8 - 9 лет.

Так же были рассмотрены вопросы охраны труда на ПС, безопасности и экологичности. В части экологической безопасности был произведен расчет маслоприемника силовых трансформаторов. При рассмотрении вопроса экологичности были рассчитаны габаритные размеры маслоприемника, рассмотрены необходимы мероприятия по его обслуживанию и технической эксплуатации. Были рассмотрены вопросы пожарной безопасности, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера.

Результатом реконструкции стало повышение надежности электроснабжения потребителей АО «ДРСК».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые общие технические условия.
- 2 СП 131.13330.2018 Строительная климатология.
- 3 Правила устройства электроустановок. Издание 7. – М.: НЦ ЭНАС, 2003.
- 4 СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. типовые решения.
- 5 СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ.
- 6 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования.
- 7 Приказ Минэнерго России от 30.06.2020 № 508 «об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020-2026 годы».
- 8 Приказ Минэнерго РФ от 23.06.2015 № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии».
- 9 ГОСТ Р 55195-2012. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции.
- 10 ГОСТ Р 52565-2006. Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия.
- 11 ГОСТ Р 52726-2007. Разъединители и заземлители переменного тока на напряжение свыше 1 кв и приводы к ним.
- 12 Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf
- 13 ПТЭЭП. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.

14 РД-91.020.00-КТН-259-10. Нормы и правила проектирования заземляющих устройств.

15 Козлов, А.Н. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 160с.

16 Козлов, А.Н. Микропроцессорные средства управления [Электронный ресурс]: учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника". Ч.1: Построение основных функций цифровых релейных защит / АмГУ, Эн.ф.; сост. А. Н. Козлов. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 54 с.

17 Индексы изменения сметной стоимости оборудования на I квартал 2015 года [Электронный ресурс] // E-smeta.ru: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://www.e-smeta.ru/index/1347-indexy-smetnoy-oborudovaniya-1kv2021.html>.

18 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян – М.: НТФ «Энергосетьпроект» 2012. - 376 с.

19 Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324 тм - т1 для электросетевых объектов ПАО «ФСК ЕЭС».

20 Липсиц, И. В. Инвестиционный анализ. Подготовка и оценка инвестиций в реальные активы: Учебник / И.В. Липсиц, В.В. Коссов. – Москва: НИЦ ИНФРА-М, 2013 – 320 с.

21 Управление государственного регулирования цен и тарифов Амурской области приказ от 11 декабря 2020 года № 133-пр/э об установлении цен (тарифов) на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей Амурской области на 2021 год.

22 ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.

23 Приказ Минтруда РФ от 15.12.2020 № 903Н. Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок.

24 ТДТН-6300/110-У1 – Тольяттинский Трансформатор [Электронный ресурс] URL: <https://silovoytransformator.ru/110kv/tdtn-6300-110-u1.html> (дата обращения: 8.05.2021).

25 Масло трансформаторное Т-1500У: Технические характеристики [Электронный ресурс] URL: <https://oils.globecore.ru/maslo-transformatornoe-t-1500u-sena-i-obshch.html> (Дата обращения: 8.05.2021).

26 СП 485.1311500.2020. Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования. - М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2021.

27 СП 8.13130.2020. Системы противопожарной защиты. Источники наружного противопожарного водоснабжения. Требования пожарной безопасности. - М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2020.

28 Монаков, В.К. Электробезопасность [Электронный ресурс]: теория и практика / В.К. Монаков, Д.Ю. Кудрявцев. — Электрон. текстовые данные. — М.: Инфра-Инженерия, 2017. — 184 с. — 978-5-9729-0188-3. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/69022.html>.

29 Рысин, Ю.С. Основы электробезопасности [Электронный ресурс]: учебное пособие для бакалавров технических направлений подготовки / Ю.С. Рысин, С.Л. Яблочников. — Электрон. текстовые данные. — Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. — 75 с. — 978-5-4486-0273-3. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/73623.html>.