

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

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция устройств релейной защиты и автоматики подстанции  
напряжением 110/35/10 кВ Волково в Амурской области

Исполнитель

студент группы 942-об4

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Д.И. Фаргиев

Руководитель

профессор,

канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант:

по безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший преподаватель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Фаргиева Данила Игоревича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция устройств релейной защиты и автоматики подстанции напряжением 110/35/10 кВ Волково в Амурской области (утверждена приказом от 03.04 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 12.06.2023

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Ведомости зимнего и летнего контрольного замера по ПС Волково, однолинейная схема ПС 110/35/10 кВ Волково, схема распределительных сетей 35-110 кВ Благовещенского района, уставки по ПС 110/35/10 кВ Волково.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика реконструируемого района, расчет токов КЗ, выбор и проверка оборудования на ПС Волково, молниезащита и заземление ПС Волково, выбор типов защит для трансформаторов и для ВЛ 110 кВ Центральная – Волково, выбор автоматики, безопасность и экологичность, технико-экономический расчет.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 27 таблиц, программный продукт Mathcad.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 05.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович,  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

профессор, канд. техн. наук

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

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 128 с., 14 рисунков, 27 таблиц, 28 использованных источника.

АВТОМАТИКА, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, УСТАВКА, ТЕРМИНАЛ, ВСТАВКА, ВЫДЕРЖКА ВРЕМЕНИ, ЭКОНОМИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, УСТОЙЧИВОСТЬ СИСТЕМЫ.

В выпускной квалификационной работе рассмотрена реконструкция релейной защиты и автоматики подстанции напряжением 110/35/10 кВ Волково в Амурской области. В ходе реконструкции решены такие задачи как: расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки оборудования на ПС Волково; определены параметры заземляющих устройств ПС Волково, зоны защиты от прямых ударов молнии, расчет релейной защиты трансформаторов на ПС Волково расчет релейной защиты ВЛ 110 кВ Центральная – Волково и автоматика, а так же диспетчерское управление, телемеханика и средства связи, рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты. Произведен технико-экономический расчет.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматическое включение резерва
- АПВ – автоматическое повторное включение
- ВЛ – воздушная линия электропередачи
- ВРУ – вводно-распределительные устройства
- КЗ – короткое замыкание
- КЛ – кабельная линия электропередачи
- КРУ – комплектное распределительное устройство
- ЛВС – локальная вычислительная сеть
- МТЗ – максимальная токовая защита
- ОРУ – открытое распределительное устройство
- ПА – противоаварийная автоматика
- ПС – подстанция
- РЗА – релейная защита и автоматика
- РУ – распределительное устройство
- ТН – трансформатор напряжения
- ТО – токовая отсечка
- ТП – трансформаторная подстанция
- ТС – телесигнализация
- ТТ – трансформатор тока
- УЗО– устройство защитного отключения
- ЦС – центральная сигнализация
- ЭП – электроприемник

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения сокращения	4
Введение	7
1 Характеристика реконструируемого района	9
1.1 Климатическая характеристика района	9
1.2 Характеристика центров питания	10
2 Расчёт токов коротких замыканий	13
2.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 110, 35, 10 кВ	13
3 Выбор и проверка оборудования на ПС Волково	22
3.1 Компенсация реактивной мощности	22
3.2 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС Волково	22
3.3 Выбор и проверка выключателей	24
3.4 Выбор и проверка разъединителей	29
3.5 Выбор трансформатора тока	31
3.6 Выбор трансформатора напряжения	39
3.7 Выбор жестких шин	45
3.8 Выбор опорных изоляторов	48
3.9 Выбор ограничителей перенапряжения	50
4 Молниезащита и заземление подстанции Волково	54
4.1 Заземление подстанции Волково	54
4.2 Защита от прямых ударов молнии	59
5 Релейная защита	62
5.1 Общие принципы построения защит	62
5.2 Защита силового трансформатора	63
5.3 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	66
5.4 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	67
5.5 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	71
5.6 Выбор уставок максимальной токовой защиты	72

5.7 Микропроцессорная защита «Сириус-ТЗ»	73
6 Релейная защита ВЛ 110 кВ Центральная - Волково	76
6.1 Дифференциальная защита линии	77
6.2 Выбор уставки дифференциальной защиты	79
6.3 Расчет уставок устройств релейной защиты и автоматики линий	80
6.4 Перевод уставок защит к параметрам микропроцессорного терминала	88
6.5 Расчет уставок максимальной токовой отсечки и ТЗНП	92
6.6 Автоматическое повторное включение	94
7 Выбор системы оперативного тока ПС Волково	99
8 Сигнализация на ПС Волково	102
9 Организация измерения и учёта электроэнергии, телемеханизация ПС Волково	104
10 Технико-экономическое обоснование модернизации	108
10.1 Расчет капитальных вложений в выбранное оборудование	108
10.2 Расчет эксплуатационных издержек	109
11 Безопасность и экологичность	113
11.1 Безопасность	113
11.2 Экологичность проекта	117
11.3 Чрезвычайные ситуации	119
Библиографический список	126

## ВВЕДЕНИЕ

Сегодня электроэнергетика во всем мире развивается крайне быстро и происходит рост не только нагрузок, но и повышение эффективности энергосистемы. Энергосистема должна обладать высоким уровнем надежности, быть устойчивой к аварийным ситуациям, обеспечивать бесперебойную подачу электроэнергии не только промышленным предприятиям, но и коммунально-бытовым организациям, сельскому хозяйству.

При аварийных режимах работы, возникают переходные процессы, которые не в силах отследить дежурный и обслуживающий персонал. Такие процессы длятся как правило секунды или десятые доли секунд. Чтобы отслеживать подобные явления управлять энергосистемой и не допускать развития аварии, используют устройства релейной защиты и автоматики.

Производители устройств релейной защиты постоянно работают над совершенствованием своей продукции и на смену электромеханическим реле приходят устройства на основе микропроцессора, они уже давно показывают себя в мировой энергетике как быстрое, надежное и чувствительное решение.

Микропроцессорные устройства обладают такими свойствами как многофункциональность, при должном уровне грамотности их удобно настраивать и эксплуатировать. Они выгодны с экономической точки зрения, так как снижают затраты на обслуживание и уменьшают ущерб при аварии за счет своего быстрого действия.

Актуальность темы обусловлена тем, что в настоящее время в Благовещенском районе Амурской области количество потребителей растет, а оборудование, установленное на подстанциях, не всегда выдерживает растущих нагрузок. Перегрузка подстанций приводит к снижению надежности электроснабжения потребителей. Поэтому необходимо повышать экономическую эффективность данной отрасли за счет улучшенного использования имеющегося оборудования и по возможности модернизации устаревшего.

Целью выпускной квалификационной работы является повысить надежность энергоснабжения потребителей, снизить количество аварий и повысить эффективность работы ПС 110/35/10 кВ Волково.

Для реализации поставленной цели в выпускной квалификационной работе решены следующие задачи:

- расчет токов короткого замыкания на шинах ПС Волково;
- выбор и проверка высоковольтного и низковольтного электрооборудования на ПС Волково;
- определение параметров заземляющих устройств, зоны защиты от прямых ударов молнии;
- выбор устройств РЗА ЛЭП 110 кВ Центральная – Волково;
- выбор устройств РЗА трансформаторов на ПС Волково;
- произвести расчет необходимых параметров сети и защищаемого оборудования;
- рассчитать параметры настройки (уставки) для выбранных устройств РЗА;
- сделать вывод о чувствительности выбранных защит в разных режимах работы;
- произвести экономическую оценку эффективности и финансовой состоятельности инвестиций проекта.

Для выполнения данных задач используется следующее программное обеспечение: Microsoft Office Excel, Microsoft Office Visio, Mathcad.



# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОНСТРУИРУЕМОГО РАЙОНА

## 1.1 Климатическая характеристика района

Рассмотрим климатические характеристики села Волково, они необходимы для выбора схемы электроснабжения, для выбора энергетического оборудования, для определения параметров заземляющих устройств подстанции, зоны защиты от прямых ударов молнии.

Село Волково расположено во II климатическом районе. Расчетные климатические условия соответствуют I району по ветру и II по гололеду.

Климат относится к муссонному по характеру формирования и к континентальному - по температурным признакам. Зима в данном районе ясная, морозная, маловетренная с малым количеством осадков, небольшим снежным покровом, низкой абсолютной влажностью и большой относительной влажностью. Самый холодный месяц - январь. Абсолютный минимум температуры воздуха может понижаться до минус 45°C. Продолжительность холодного периода со средней суточной температурой ниже нуля градусов составляет 170 день, средняя температура этого периода минус 14,8°C, продолжительность периода ниже 8 градусов составляет 218 дней, средняя температура этого периода минус 10,6°C, продолжительность периода ниже 10 градусов составляет 232 дня, средняя температура этого периода минус 9,4 градуса. Ни один сезон не характеризуется такими большими колебаниями метеорологических элементов, особенно температуры воздуха, как зимний.

При составлении климатических характеристик в селе Волково были использованы нормативные данные согласно ПУЭ, и статистические данные. Исходные и расчетные значения сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики села Волково

Климатические условия	Расчетные величины
2	3
Район по гололеду	II
Нормативная стенка гололеда, мм	15

2	3
Сейсмичность района, баллы (группа В)	6
Температура гололедообразования, °С	-5
Район по ветру	І
Нормативное ветровое давление, м/сек	25 м/сек
Количество ветреных дней в зимнем периоде с силой ветра более 10 м/сек	от 10 до 30
Преобладающее направление ветра (в летний период)	Ю
Преобладающее направление ветра (в зимний период)	СЗ
Среднегодовая скорость ветра, м/с	2,6
Влажность воздуха	100%
Средняя из абсолютных максимумов температура воздуха в летний период, °С	33
Расчетная температура самых холодных суток, °С	-38
Годовое количество осадков, мм	575
Степень загрязнения атмосферы	І
Число грозových часов, в год	50
Глубина протаивания грунта на начало грозовой деятельности, м	0,4

## 1.2 Характеристика центров питания

ПС Волково питается от системообразующей ПС 110/35/10 кВ Центральная по воздушной линии 110 кВ.

ПС Волково является транзитной ПС. Распределительное устройство на 110 кВ ПС Волково выполнено по схеме – «Одна рабочая, секционированная разъединителем система шин; распределительное устройство на 35 кВ выполнено одной системой шин; на 10 кВ «Одна рабочая, секционированная выключателем система шин.

На подстанции установлено два трехобмоточных трансформатора типа ТДТН-10000/110/35/10 кВ. На рисунке 1 представлена упрощенная схема.

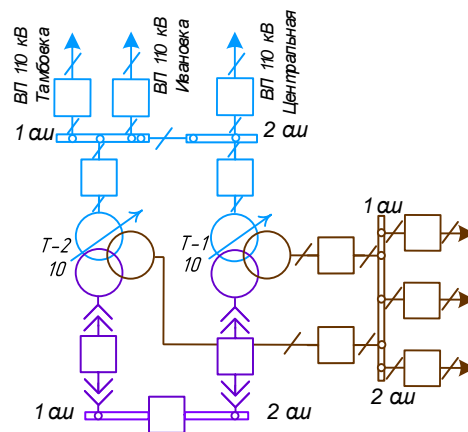


Рисунок 1 - Упрощенная схема ПС Волково

Загрузка трансформаторов Т1 и Т2 на ПС Волково согласно данным зимнего контрольного замера 21.12.2022 г. составляет 98 % и 91 %.

На рисунке 2 представлена схема электрических соединений ПС Центральных электрических сетей рассматриваемого района.

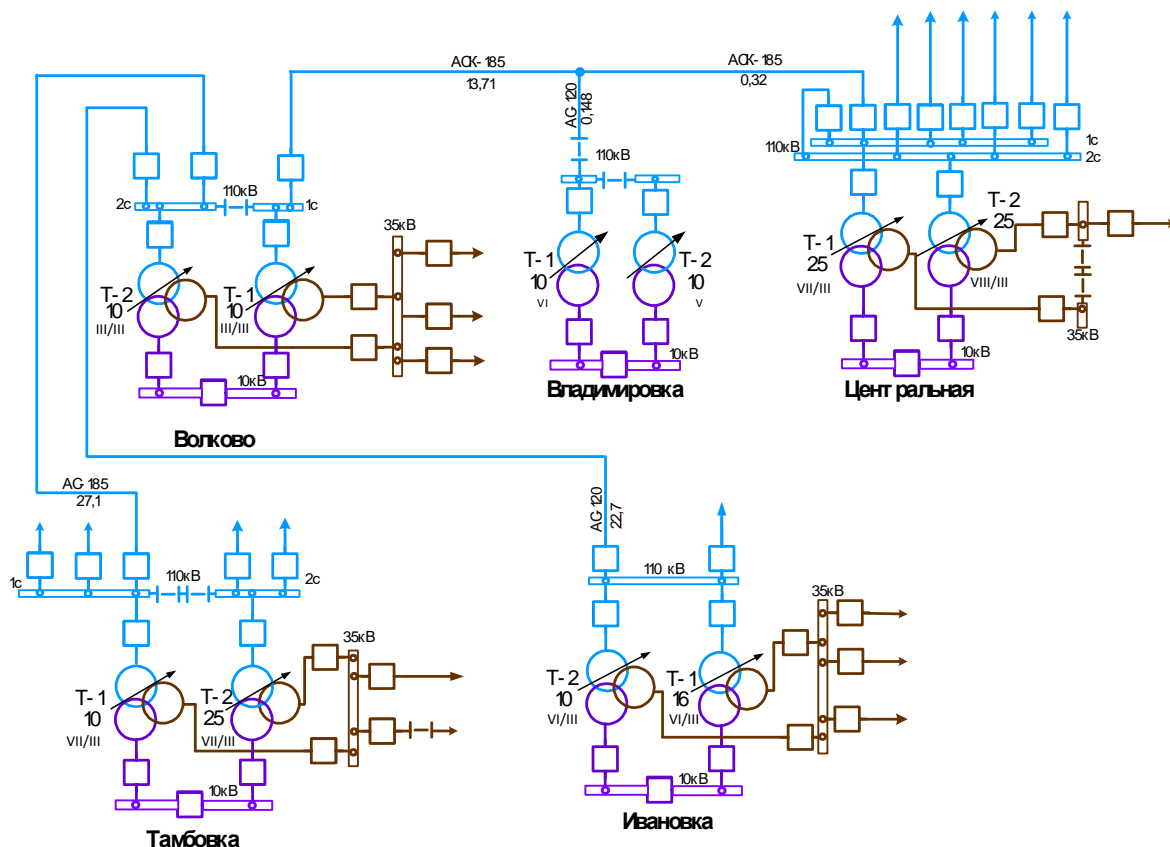


Рисунок 2 - Схема электрических соединений ПС Центральных электрических сетей

По конфигурации рассматриваемая сеть относится к радиальной. Такая сеть является наиболее дешевой, но обеспечивает наименьшую надежность.

Исходя из типа конфигурации сети и возможных схем присоединения ПС в рассматриваемой сети можно выделить следующие схемы присоединения:

– ответвительные – присоединяемые к одной или двум проходящим ВЛ на ответвлениях: ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ Волково, ПС 110 кВ Ивановка.

– проходные – присоединяемые к сети путем захода одной линии: ПС 110 кВ Ивановка.

- отпаечные – подстанция, подключённая к ответвлениям от линии электропередачи: ПС 110 кВ Владимировка.

В существующей сети рассмотрим реконструкцию сети 110 кВ от ПС 110 кВ Центральная до ПС 110 кВ Волково: это модернизация оборудования релейной защиты и автоматики, телемеханики и связи, а также на ПС 110 кВ рассмотрим замену трансформаторов и реконструкцию оборудования.

## 2 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ

Коротким замыканием называется всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в сетях с заземленными нейтральными - также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод).

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. Это в свою очередь, вызывает снижение уровней напряжения в узлах, которое особенно велико вблизи места короткого замыкания.

Электрические аппараты, изоляторы и токоведущие устройства работают в трех основных режимах: длительном, перегрузки и короткого замыкания.

В длительном режиме надежная работа аппаратов обеспечивается правильным выбором их по номинальному напряжению и току.

В режиме перегрузки надежная работа аппаратов электрических установок обеспечивается ограничением значения и длительности повышения напряжения или тока в таких пределах, при которых гарантируется нормальная работа установок за счет запаса прочности.

В режиме короткого замыкания надежная работа аппаратов обеспечивается соответствием выбранных параметров устройств условиям термической и электродинамической стойкости. Следовательно, можно сказать, что расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки электрических аппаратов (выключателей, разъединителей, ошиновки, трансформаторов тока и напряжения), а также для выбора уставок срабатывания релейной защиты и автоматики.

### **2.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 110, 35, 10 кВ**

Составляем расчетную схему электроустановки с указанием расчетных точек, в которых необходимо определить токи КЗ.

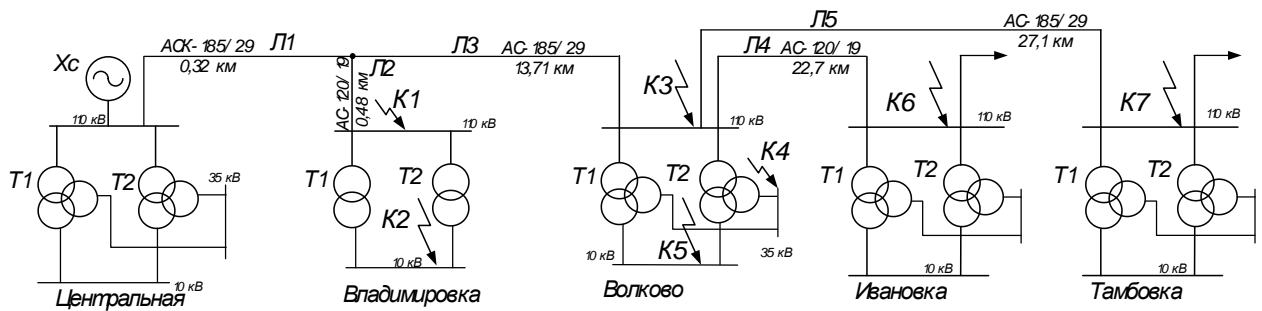


Рисунок 3 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

По расчетной схеме составляем схему замещения рассматриваемой сети.

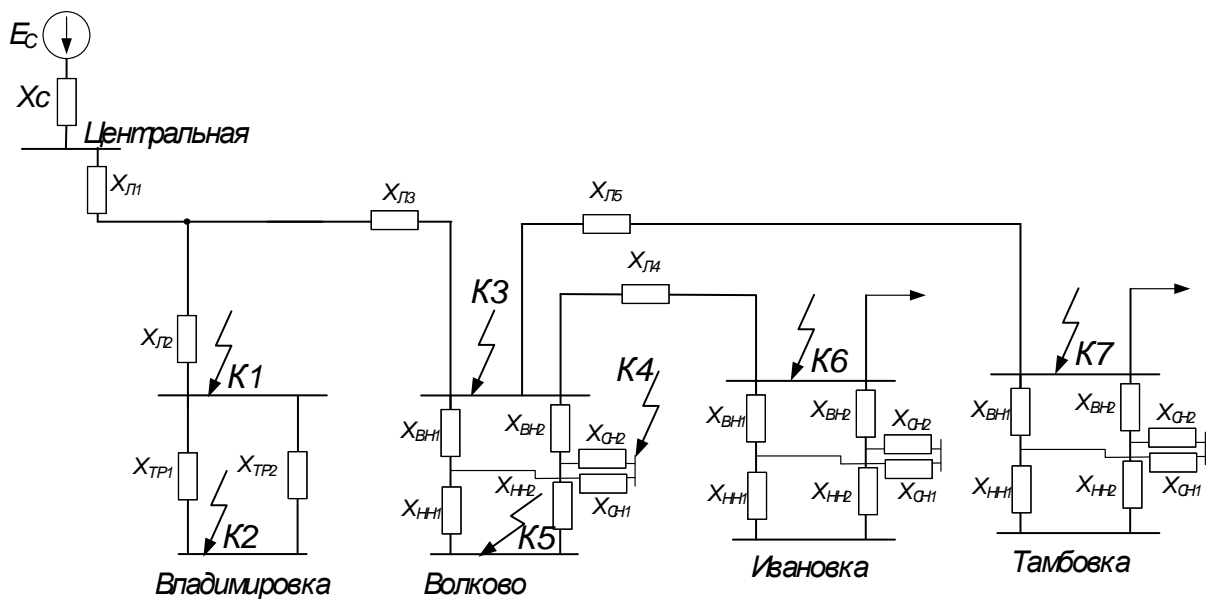


Рисунок 4 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ

Расчет токов КЗ будем производить в относительных базисных величинах.

В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой производится расчет токов КЗ:  $U_1=115$  кВ,  $U_2=10,5$  кВ

Базисная мощность принимается:  $S_{баз}=100$  МВА.

Определяем базисные токи:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (1)$$

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

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1,652 \text{ А}$$

$$I_{63} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ А}$$

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_C = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot I_{II0}^{(3)} \cdot U_{cp. ном}} \quad (2)$$

где  $I_{II0}^{(3)}$  – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ.

$$X_C = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 16,2 \cdot 115} = 0,044 \text{ о.е.},$$

где  $I_{II0}^{(3)}$  – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на шинах 110 кВ.

Параметры питающих линий:

ВЛ 110 кВ Центральная – Владимировка:

$L_{л1}=0,32$  км, марка провода АСК-185/29,  $x_0=0,386$  Ом/км;

ВЛ 110 кВ отпайка Владимировка:

$L_{л2}=0,48$  км, марка провода АС-120/19,  $x_0=0,427$  Ом/км;

ВЛ 110 кВ Владимировка – Волково:

$L_{л3}=13,71$  км, марка провода АС-185/29,  $x_0=0,386$  Ом/км;

ВЛ 110 кВ Волково – Ивановка:

$L_{л4}=22,7$  км, марка провода АС-120/19,  $x_0=0,427$  Ом/км;

ВЛ 110 кВ Волково– Тамбовка:

$L_{л5}=27,1$  км, марка провода АС-185/29,  $x_0=0,386$  Ом/км;

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_1^2} \quad (3)$$

$$X_{л1} = 0,386 \cdot 0,32 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,009 \text{ о.е.};$$

$$X_{л2} = 0,427 \cdot 0,48 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,001 \text{ о.е.};$$

$$X_{л3} = 0,386 \cdot 13,71 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,04 \text{ о.е.};$$

$$X_{л4} = 0,427 \cdot 22,7 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,073 \text{ о.е.};$$

$$X_{л5} = 0,386 \cdot 27,1 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,079 \text{ о.е.};$$

$$X_1 = \frac{X_{л1} \cdot X_{л2}}{X_{л1} + X_{л2}} \text{ о.е.}; \quad (4)$$

$$X_1 = \frac{0,09 \cdot 0,001}{0,09 + 0,001} = 0,01 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трехобмоточного трансформатора на ПС Волково:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH}); \quad (5)$$

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (31 + 19 - 11) = 19,5\%;$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}); \quad (6)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (19 + 11 - 31) = 0,5\%;$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KCH} + U_{KBH} - U_{KBC}); \quad (7)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (11 + 31 - 19) = 11,5\%;$$



$$X_{TB} = \frac{U_{KB\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{T2}}; \quad (8)$$

$$X_{TB} = \frac{19,5}{100} \cdot \frac{100}{10} = 1,95 \text{ o.e.};$$

$$X_{TH} = \frac{U_{KH\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{T2}}; \quad (9)$$

$$X_{TH} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{100}{10} = 1,15 \text{ o.e.};$$

$$X_{TC} = 0 \text{ o.e.} \quad (10)$$

$$X_4 = \frac{1}{2} \cdot (X_{TB} + X_{TH}); \quad (11)$$

$$X_4 = \frac{1}{2} \cdot (1,95 + 1,15) = 1,55 \text{ o.e.}$$

Сопротивление трансформатора на ПС Владимировка:

$$X_{mp} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_{\kappa}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{mp}}; \quad (12)$$

$$X_{mp} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,525 \text{ o.e.}$$

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_{\Sigma K1} = X_c + X_1; \quad (13)$$

$$X_{\Sigma K1} = 0,044 + 0,01 = 0,029 \text{ o.e.}$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$X_{\Sigma K2} = X_{\Sigma K1} + X_{mp}; \quad (14)$$

$$X_{\Sigma K2} = 0,029 + 0,525 = 0,554 \text{ o.e.}$$

Суммарное сопротивление до точки К3:

$$X_{\Sigma K3} = X_{\Sigma K1} + X_{л3}; \quad (15)$$

$$X_{\Sigma K3} = 0,029 + 0,04 = 0,069 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление до точки К4:

$$X_{\Sigma K4} = X_{\Sigma K3} + X_{TB} + X_{TC}; \quad (16)$$

$$X_{\Sigma K4} = 0,069 + 1,95 + 0 = 2,019 \text{ о.е..}$$

Суммарное сопротивление до точки К5:

$$X_{\Sigma K5} = X_{\Sigma K3} + X_{л4}; \quad (17)$$

$$X_{\Sigma K5} = 0,069 + 1,55 = 1,619 \text{ о.е..}$$

Суммарное сопротивление до точки К6:

$$X_{\Sigma K6} = X_{\Sigma K3} + X_{л4}; \quad (18)$$

$$X_{\Sigma K6} = 0,069 + 0,073 = 0,142 \text{ о.е..}$$

Суммарное сопротивление до точки К7:

$$X_{\Sigma K7} = X_{\Sigma K3} + X_{л5}; \quad (19)$$

$$X_{\Sigma K7} = 0,069 + 0,079 = 0,148 \text{ о.е..}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{пок1}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K1}} \cdot I_{б1}; \quad (20)$$

$$I_{пок1}^{(3)} = \frac{I}{0,029} \cdot 0,502 = 17,31 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{п0к2}}^{(3)} = \frac{I}{0,554} \cdot 5,5 = 9,93 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К3:

$$I_{\text{п0к3}}^{(3)} = \frac{I}{0,069} \cdot 0,502 = 7,28 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К4:

$$I_{\text{п0к4}}^{(3)} = \frac{I}{2,019} \cdot 1,652 = 0,818 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К5:

$$I_{\text{п0к5}}^{(3)} = \frac{I}{1,619} \cdot 5,5 = 3,397 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К6:

$$I_{\text{п0к6}}^{(3)} = \frac{I}{0,142} \cdot 0,502 = 3,54 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К7:

$$I_{\text{п0к7}}^{(3)} = \frac{I}{0,148} \cdot 0,502 = 3,392 \text{ кА.}$$

В качестве несимметричного тока короткого замыкания, рассчитаем ток двухфазного КЗ, по следующей формуле:

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{п0}}^{(3)}, \text{ кА} \tag{21}$$

$$I_{\text{кз1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 17,31 = 14,99 \text{ кА;}$$

$$I_{\text{кз2}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,93 = 8,6 \text{ кА;}$$

$$I_{K33}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,28 = 6,305 \text{ кА};$$

$$I_{K34}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,818 = 0,708 \text{ кА};$$

$$I_{K35}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,397 = 2,942 \text{ кА};$$

$$I_{K36}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,54 = 3,066 \text{ кА};$$

$$I_{K37}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,392 = 2,938 \text{ кА}.$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$i_{y\partial}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\text{по}}^{(3)}, \quad (22)$$

где  $k_{y\partial}$  – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ  $T_a$ , которая определяется в зависимости от соотношения результирующих индуктивного и активного сопротивлений цепи КЗ, с.

Согласно [4, с.110] принимаем среднее значение  $k_{y\partial}=1,935$  для точки К1,К2, для точки К3  $k_{y\partial}=1,311$ .

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 17,31 = 47,4 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,615 \cdot 9,93 = 22,68 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 7,28 = 19,92 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 4} = \sqrt{2} \cdot 1,311 \cdot 0,818 = 1,517 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 5} = \sqrt{2} \cdot 1,615 \cdot 3,397 = 7,76 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 6} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 3,54 = 9,687 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 7} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 3,392 = 9,28 \text{ кА}.$$

Таблица 2 – Результаты токов короткого замыкания

Точка КЗ	Токи короткого замыкания		
	$I_{п0}$	$I_{уд}$	$I_{КЗ}^{(2)}$
К1 (110 кВ)	17,31	47,4	14,99
К2 (10 кВ)	9,93	22,68	8,6
К3 (110 кВ)	7,28	19,92	6,305
К 4 (35 кВ)	0,818	1,517	0,708
К5 (10 кВ)	3,397	7,76	2,942
К 6 (110 кВ)	3,54	9,687	3,066
К 7 (110 кВ)	3,392	9,28	2,938

### 3 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС ВОЛКОВО

В связи с увеличением роста нагрузок на ПС Волково, необходимо проверить трансформаторы на ПС Волково и пропускную способность линий ВЛ 110 кВ Центральная - Волково.

#### 3.1 Компенсация реактивной мощности

Рассмотрим выбор КУ на ПС Волково.

Согласно зимнему контрольному замеру 21.12.2022 (ведомость замера по предоставлена в АО «ДРСК» «Амурские электрические сети») максимальная активная и реактивная мощность на ПС Волково составляет  $P_p = 9.98 \text{ MВт}$ ;  $Q_p = 3.565 \text{ MВар}$ ;

Найдем коэффициент реактивной мощности:

$$\operatorname{tg} \varphi_p = \frac{Q_{\text{расч}}}{P_{\text{max}}} = \frac{3.565}{9.98} = 0.357;$$

$$\operatorname{tg} \varphi_p \leq \operatorname{tg} \varphi_{\text{пред}}; \quad 0.357 \leq 0.4;$$

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{пред}}$  – предельное значение коэффициента реактивной мощности для 10 кВ составляет 0,4 согласно приказу №380 [18].

Так значение меньше 0,4, компенсация не требуется.

#### 3.2 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС Волково

В связи с увеличением нагрузки на ПС Волково проверим трансформаторы.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{нн}} + P_{\text{сн}})^2 + (Q_{\text{нн}} + Q_{\text{сн}})^2}}{n_m \cdot k_{\text{зонт}}} \quad (28)$$

где  $S_{\text{тр}}$  – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{нн}}, P_{\text{сн}}$  – средняя мощность на низкой и средней стороне Т, МВт;

$Q_{нн}, Q_{сн}$  – реактивная мощность на низкой и средней стороне Т, Мвар;

$n_m$  – число трансформаторов;

$k_{зонт}$  – оптимальный коэффициент загрузки.

Рассчитаем мощность трансформатора на ПС Волково:

$$S_{трасч} = \frac{\sqrt{(9,98 + 5,717)^2 + (3,565 + 2,285)^2}}{2 \cdot 0,7} = 12 \text{ МВА}$$

Принимаем ТДТН 16000/110/35/10 кВ [19]

Проверяем трансформатор на загрузку в нормальном режиме, при работе двух трансформаторов:

$$k_{3 \text{ норм}} = \frac{\sqrt{(P_{нн} + P_{сн})^2 + (Q_{нн} + Q_{сн})^2}}{(n_m) \cdot S_{тр}}; \quad (29)$$

$$k_{3 \text{ н/а}} = \frac{\sqrt{(9,98 + 5,717)^2 + (3,565 + 2,285)^2}}{16 \cdot 2} = 0,52.$$

Условие выполняется.

Проверяем трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{3 \text{ н/а}} = \frac{\sqrt{(P_{нн} + P_{сн})^2 + (Q_{нн} + Q_{сн})^2}}{(n_m - 1) \cdot S_{тр}}; \quad (30)$$

При этом должно выполняться условие:

$$k_{3 \text{ н/а}} \leq 1,4; \quad (31)$$

$$k_{3 \text{ н/а}} = \frac{\sqrt{(9,98 + 5,717)^2 + (3,565 + 2,285)^2}}{16} = 1,1.$$

Условие выполняется, следовательно, трансформаторы на ПС Волково меняем с номинальной мощности 10 МВА на трансформаторы номинальной мощностью 16 МВА.

### **3.3 Выбор и проверка выключателей**

Рассмотрим реконструкцию оборудования на ПС Волково, с применением современного и надёжного оборудования, новейших систем учёта электрической энергии.

Выключатели на ПС являются ключевым элементом в системе распределения и управления электроэнергией. Они предназначены для открытия и закрытия электрических цепей, а также для защиты оборудования от перегрузок и коротких замыканий. При выборе выключателей на ПС 110 кВ следует учитывать несколько факторов:

1. Номинальное напряжение: Выключатели должны иметь номинальное напряжение, соответствующее рабочему напряжению на подстанции, то есть 110 кВ. Это обеспечит надёжную и безопасную работу выключателей в электрической сети данного напряжения.

2. Номинальный ток: Выключатели должны быть способны переносить требуемый номинальный ток, который определяется электрической нагрузкой на подстанции. Необходимо учесть как основные токоведущие цепи, так и потенциальные нагрузочные пики.

3. Тип выключателя: Существуют различные типы выключателей на ПС 110 кВ, включая воздушные выключатели, газоизолированные выключатели (ГИС) и масляные выключатели. Каждый тип имеет свои преимущества и ограничения, и выбор будет зависеть от требований подстанции.

4. Технические характеристики: При выборе выключателей следует учитывать их технические характеристики, такие как мощность разрыва, время операции, уровень изоляции, прочность и долговечность. Эти характеристики должны соответствовать требованиям нормативных документов и стандартов, а также обеспечивать надёжную работу системы.



5. Обслуживание и доступность запасных частей: При выборе выключателей необходимо учитывать доступность запасных частей и возможность проведения обслуживания и ремонта. Выключатели должны быть надежными и иметь поддержку со стороны производителя или поставщика для обеспечения непрерывной работы системы.

6. Совместимость с другими устройствами: Выключатели должны быть совместимы с другими устройствами на подстанции, такими как трансформаторы, релейная защита, системы управления и контроля. Это позволит обеспечить интеграцию и согласованную работу всей системы.

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

- напряжению:  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$ ;
- длительному току :  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}$ ;  $k_{\text{пт}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$ .

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию:  $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$ .

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100 \geq i_{a\tau}, \quad (32)$$

где  $i_{a.\text{ном}}$  – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ ;

$\beta_{\text{норм}}$  – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %;

$i_{a\tau}$  – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов  $\tau$ ;

$\tau$  – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов

$$t = t_{з\ min} + t_{с.в}, \quad (33)$$

где  $t_{з\ min}$  – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с.в}$  – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{вкл} \geq i_{уд}, \quad I_{вкл} \geq I_{п0},$$

где  $i_{вкл}$  – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{уд}$  – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{вкл}$  – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{п0}$  – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}; \quad I_{пр.скв} \geq I_{п0},$$

где  $i_{пр.скв}$  – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{пр.скв}$  – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k, \quad (34)$$

где  $I_{тер}$  – ток термической стойкости по каталогу [17];

$t_{тер}$  – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

$B_k$  – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$B_k = I_{n0}^2 (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (35)$$

где  $t_{откл}$  – расчетная продолжительность КЗ, которая составляет 2,53 [21];

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ [21].

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$B_k = 7,28^2 \cdot (2,53 + 0,03) = 135,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбираем элегазовый баковый выключатель типа ВГТ-110-40/1000 УХЛ1 от пружинного привода ППрК.

Для проверки отключающей способности определим значения апериодической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени  $\tau$ .

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$t = 0,01 + t_{с.г} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с}.$$

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 7,28 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 2,297 \text{ кА}. \quad (36)$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным  $I_{пт} = I_{п0}$ .

Определим номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot b_{ном} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА}.$$

Термическая стойкость:

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

Максимальный рабочий ток для ПС Волково определяется по формуле:

$$I_{max p} = \frac{S_{сн} + S_{нн}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(5,717 + 9,98)^2 + (2,285 + 3,565)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 88 \text{ А.} \quad (37)$$

Таблица 3 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя на ПС Волково

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВГТ-110-40/1000	$U_{ном}=110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
	$I_{ном}=1000 \text{ А}$	$I_{max}=88 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{пт}=0,818 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
	$i_{а.ном}=22,63 \text{ кА}$	$i_{ат}=2,297 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
	$I_{пр.скв} =40 \text{ кА}$	$I_{п0}=0,818 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
	$i_{дин}=102 \text{ кА}$	$i_{уд}=19,92 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k =135,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне СН также определим для наиболее загруженного выключателя - в цепи трансформатора:

$$I_{max p} = \frac{S_{сн}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{5,717^2 + 2,285^2}{\sqrt{3} \cdot 35} = 102 \text{ А.} \quad (38)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 4.

Таблица 4 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя на ПС Волково

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВГТ-35П-40/630	$U_{ном}=35 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
	$I_{ном}=1000 \text{ А}$	$I_{max}=102 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{пт}=0,818 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
	$i_{а.ном}=22,63 \text{ кА}$	$i_{ат}=2,77 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
	$I_{пр.скв} =40 \text{ кА}$	$I_{п0}=0,818 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$

	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 1,517 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 1,713 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

### 3.4 Выбор и проверка разъединителей

Выбор и проверка разъединителей на подстанции 110 кВ являются важными шагами для обеспечения надежной работы электроэнергетической системы.

Разъединители используются для разрыва электрических цепей при обслуживании, ремонте или отключении оборудования. При выборе и проверке разъединителей следует учитывать следующие аспекты:

- Номинальное напряжение: Разъединители должны иметь номинальное напряжение, соответствующее рабочему напряжению на подстанции, то есть 110 кВ. Это обеспечит надежную и безопасную работу разъединителей в электрической сети данного напряжения.

- Тип разъединителя: Существует несколько типов разъединителей, включая воздушные разъединители, газоизолированные разъединители (ГИР) и разъединители с масляной или вакуумной изоляцией. Каждый тип имеет свои особенности и преимущества, и выбор будет зависеть от требований конкретной подстанции и условий эксплуатации.

- Технические характеристики: При выборе разъединителей следует обратить внимание на их технические характеристики, включая мощность разрыва, рабочее давление, прочность и долговечность. Разъединители должны соответствовать нормативным требованиям и стандартам, а также обеспечивать надежную работу системы.

- Механизм управления: Разъединители должны быть оснащены надежными и эффективными механизмами управления, которые обеспечивают плавное и надежное открытие и закрытие контактов. Механизмы управления должны быть проверены на соответствие требованиям и наличие необходимых механизмов защиты.

- Производительность и надежность: Выбранные разъединители должны обладать высокой производительностью и надежностью. Это означает, что они должны успешно справляться с требуемыми нагрузками, обеспечивать стабильные

рабочие характеристики и иметь низкий уровень сбоев или поломок.

- Проверка и испытания: После установки разъединителей необходимо провести проверку и испытания для убедительности в их работоспособности и соответствии требованиям. Это может включать проверку механизмов управления, изоляционных свойств, контактов и других важных параметров.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

На высокой стороне выбираем разъединители РГ-110/1000 УХЛ1 с двигательным электроприводом типа ПД-14УХЛ1.

Таблица 5 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=110$ кВ	$U_{сет.ном}=110$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=1000$ А	$I_{max}=88$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$i_{дин}=80$ кА	$i_{уд}=19,92$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
для главных ножей: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2976,8$ кА <sup>2</sup> · с	$B_k = 135,7$ кА <sup>2</sup> · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
для заземляющих ножей: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 992,25$ кА <sup>2</sup> · с	$B_k = 135,7$ кА <sup>2</sup> · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

На средней стороне выбираем разъединители РГ-35/630 УХЛ1 с двигательным электроприводом типа ПД-14УХЛ1.

Таблица 6 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=35$ кВ	$U_{сет.ном}=35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=630$ А	$I_{max}=102$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$i_{дин}=80$ кА	$i_{уд}=1,517$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
для главных ножей: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875$ кА <sup>2</sup> · с	$B_k = 1,713$ кА <sup>2</sup> · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
для заземляющих ножей: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 850$ кА <sup>2</sup> · с	$B_k = 1,713$ кА <sup>2</sup> · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Как видно из результатов разъединители соответствует данным условиям, и могут быть приняты к установке.

### **3.5 Выбор трансформатора тока**

Выбор трансформатора тока на подстанции 110 кВ является важным шагом для обеспечения точного измерения тока и защиты системы от перегрузок и коротких замыканий. При выборе трансформатора тока следует учитывать следующие факторы:

**Номинальный ток:** Трансформатор тока должен иметь номинальный ток, соответствующий максимальному току, который будет протекать через него в системе на подстанции 110 кВ. Номинальный ток трансформатора должен быть достаточным для измерения и защиты системы от перегрузок.

**Точность:** Точность измерения трансформатора тока является важным параметром. Трансформатор должен обеспечивать высокую точность измерения, чтобы обеспечить правильное функционирование системы и точность данных, используемых для мониторинга и управления.

**Технические характеристики:** При выборе трансформатора тока следует обратить внимание на его технические характеристики, такие как номинальное напряжение, класс точности, номинальная частота, диапазон измерения и коэффициент теплового тока. Эти характеристики должны соответствовать требованиям подстанции 110 кВ.

**Защитные функции:** Трансформатор тока также может использоваться для защиты системы от перегрузок и коротких замыканий. При выборе трансформатора следует учесть его способность обнаруживать и передавать сигналы о перегрузках и коротких замыканиях для активации соответствующих защитных устройств.

**Надежность и долговечность:** Выбранный трансформатор тока должен быть надежным и иметь долгий срок службы. Это обеспечит стабильную и непрерывную работу системы на подстанции 110 кВ без сбоев или поломок.

Трансформаторы тока выбирают:

– по напряжению установки  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$ ;

– току  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$ ;

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

– конструкции и классу точности;

– электродинамической стойкости  $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$ ;

– по термической стойкости:  $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ ;

– вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (39)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Для того чтобы выбрать трансформаторы тока необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь ТТ.

СА3020 - щитовой цифровой амперметр предназначен для измерения действующего значения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Подключается непосредственно к ИТТ и измеряет действующее значение тока, протекающего через его вторичную обмотку.

СВ3020 - щитовой цифровой вольтметр предназначен для измерения действующего значения напряжения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Объединяет в себе измерительный преобразователь и цифровой прибор, подключается непосредственно к измерительным трансформаторам напряжения (ИТН). Потребляемая мощность  $S_{\text{номV}}=5 \text{ В}\cdot\text{А}$ .

СР3020 - щитовой цифровой ваттметр (варметр) предназначены для измерения активной мощности, а варметры – для измерения реактивной мощности в трехфазных четырехпроводных или трехпроводных цепях



переменного тока на электростанциях и подстанциях и передачи их значений по интерфейсу RS485. Потребляемая мощность:  $S=5 \text{ В}\cdot\text{А}$ .

Меркурий 236 ART - предназначен для многотарифного коммерческого или технического учета электрической энергии в трех- и четырехпроводных сетях переменного тока. Счетчики могут эксплуатироваться автономно или в составе автоматизированных систем: контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ); диспетчерского управления (АСДУ).

Для всех измерительных приборов принимаем класс точности 0,5, так как почти все ТТ подключены к расчетным счетчикам.

На стороне ВН ПС Волково выберем трансформатор тока ТГФ - 110У1. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	0,6	-	-
Ваттметр	СВ3020	0,07	-	0,07
Варметр	СР3020	0,07	-	0,07
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_{нагр} = \sum r_{приб} + r_{пр} + r_k, \quad (40)$$

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k. \quad (41)$$

где  $r_{ПР}$  - сопротивление проводов;

$Z_{2ном} = 20 \text{ Ом}$  - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum r_{приб}$  - суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \frac{\Sigma S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2}; \quad (42)$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_{\kappa} = 0,1$  Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (43)$$

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

$\rho = 0,028$  - удельное сопротивление материала (алюминий).

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 8.

Таблица 8 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

$U_{\text{н}}, \text{кВ}$	$l, \text{м}$
110	75 - 100
10	10

Принимаем кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм<sup>2</sup>, тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S}; \quad (44)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,028 \cdot 100}{4} = 0,7 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{\text{проб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}; \quad (45)$$

$$Z_2 = 0,329 + 0,7 + 0,1 = 1,129 \text{ Ом}.$$

Класс точности 1.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 9.

Таблица 9 - Сравнение каталожных и расчетных данных ПС Волково

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{н}} = 1200 \text{ А}$	$I_{\text{р}} = 88 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{н}}$
$Z_{2\text{ном}} = 20 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,129 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 19,92 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 135,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$

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

На стороне СН ПС Волково выберем трансформатор тока ТОЛ-НТЗ-35 и кабель марки АКРВГ четырехжильный с сечением 6 мм<sup>2</sup>. Класс точности 0,2.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	0,6	-	-
Ваттметр	СВ3020	0,07	-	0,07
Варметр	СР3020	0,07	-	0,07
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

Проверка принятого трансформатора тока осуществляется аналогично.

$Z_{2\text{ном}} = 15 \text{ Ом}$  - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока

$\sum r_{\text{приб}}$  - суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне СН:

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом},$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_K = 0,1 \text{ Ом}$ .

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (46)$$

где  $l$  - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;  
 $\rho = 0,028$  - удельное сопротивление материала (алюминий).

Принимаем кабель АКРНГ с сечением  $4 \text{ мм}^2$ , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,028 \cdot 85}{4} = 0,595 \text{ Ом}.$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,329 + 0,595 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом}.$$

Сравнение данных для трансформатора тока представлено в таблице 11.

Таблица 11 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 102 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2\text{ном}} = 15 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,024 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 1,517 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 1,713 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}} \geq B_K$

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

На стороне НН на вводе устанавливаем трансформатор тока марки ТОЛ-10-І-1-0,5. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

Нагрузка приборов, подключенных к ТТ, приведена в таблице 12.

Таблица 12 – Нагрузка приборов ТТ на низкой стороне подстанции [13]

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, В·А, фазы		
			А	В	С
Ввод 10 кВ	Амперметр	СА3020	0.6	0.6	0.6
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	7.5	7.5	7.5
	Итого:		8,1	8,1	8,1
Секционный выключатель 10 кВ	Амперметр	СА3020	0.6	–	0.6
	Итого:		0.6	–	0.6
На отходящих линиях	Амперметр	СА3020	0.6	–	0.6
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	7.5	–	7.5
	Итого:		8,1	–	8,1

Проверяем трансформатор тока на электродинамическую и термическую стойкость:

$$i_{дин} = 52 \text{ кА} \geq i_{уд} = 7,76 \text{ кА}; \quad (47)$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 16,5^2 \cdot 1 = 272 \geq B_k = 154,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (48)$$

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k. \quad (49)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (50)$$

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

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора.

$$r_{\text{приб}} = \frac{8,1}{5^2} = 0,34 \text{ Ом.}$$

Принимаем во вторичных цепях трансформаторов тока провода с медными жилами ( $\rho = 0,0175$ ). Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом, тогда сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}; \quad (51)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{20}{5^2} - 0,34 - 0,05 = 0,41 \text{ Ом.}$$

Сечение проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}; \quad (52)$$

$$S = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,41} = 1,7 \text{ мм}^2.$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм<sup>2</sup>, тогда сопротивление провода равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S}; \quad (53)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом.}$$

Далее находим сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,34 + 0,28 + 0,05 = 0,67 \text{ Ом}$$

Сопоставление расчетных и каталожных данных выбранного трансформатора тока марки ТОЛ-10-І-1-0,5 (трансформатор тока, опорный, с литой изоляцией, 10-номинальное напряжения, 0,5 - класс точности) сводим в таблицу 13.

Таблица 13 – Проверка трансформатора тока на вводе 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=600 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=558 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=7,76 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=154,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{ном}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

### 3.6 Выбор трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения на подстанции 110 кВ - это электрическое устройство, которое используется для измерения и преобразования напряжения в системе электропередачи. Он обычно устанавливается на высоковольтных подстанциях, где осуществляется переход от высокого напряжения 110 кВ к более низким уровням напряжения для передачи электроэнергии.

Основная цель трансформатора напряжения на подстанции 110 кВ - обеспечить точное измерение напряжения в системе и преобразовать его в соответствующий уровень для подключения измерительных устройств и защитных реле. Он также выполняет функцию изоляции и обеспечивает безопасность при работе с высоким напряжением.

Трансформатор напряжения на подстанции 110 кВ обычно имеет следующие особенности:

**Высокое номинальное напряжение:** Трансформатор спроектирован для работы при номинальном напряжении 110 кВ, что позволяет ему эффективно преобразовывать и измерять это высокое напряжение.

**Номинальная мощность:** Трансформатор имеет определенную номинальную мощность, которая указывает на его способность передавать электрическую энергию при номинальных условиях.

Класс точности: Трансформаторы напряжения обычно имеют определенный класс точности, который определяет допустимую погрешность измерения напряжения. Это важно для обеспечения точного контроля и мониторинга системы.

Изоляция: Трансформатор обладает надежной изоляцией, которая защищает от пробоев и гарантирует безопасность при работе с высоким напряжением. Изоляция соответствует требованиям для работы на подстанции 110 кВ.

Дополнительные функции: В некоторых случаях трансформаторы напряжения могут иметь дополнительные функции, такие как защита от перегрузок, коротких замыканий или возможность удаленного мониторинга и управления.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}},$$

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

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

Трансформаторы напряжения так же, как и трансформаторы тока выбираются цифровые.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи  $S_{2 \text{ расч.}}$ .



Трансформатор напряжения на подстанции 110 кВ подключается с помощью специальных соединительных проводов и распределительного оборудования. Процесс подключения может различаться в зависимости от конкретного типа трансформатора и конфигурации подстанции, но обычно включает следующие шаги:

**Установка трансформатора:** Трансформатор напряжения физически устанавливается на подстанции в соответствии с требованиями конструкции и безопасности. Он обычно размещается на специальной платформе или в шкафу, который предназначен для его защиты и обеспечения доступа для обслуживания.

**Подключение первичной обмотки:** Первичная обмотка трансформатора, которая принимает высокое напряжение 110 кВ, подключается к высоковольтной линии или высоковольтному шинному разъему на подстанции. Это обеспечивает передачу высокого напряжения на трансформатор для дальнейшей обработки.

**Подключение вторичной обмотки:** Вторичная обмотка трансформатора, которая выдает низкое напряжение для измерения и контроля, подключается к соответствующим измерительным приборам, реле и другому оборудованию на подстанции. Это обеспечивает передачу преобразованного напряжения для последующего использования.

**Проверка и настройка:** После подключения трансформатора напряжения проводится проверка его работы и настройка параметров, таких как коэффициент преобразования и класс точности. Это включает в себя сравнение измеренного напряжения с реальным и корректировку, если необходимо, чтобы обеспечить точность и надежность измерений.

Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 14.

Таблица 14 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Напряжение	$U_{ном} \geq U_{раб}$
Класс точности	$\Delta U_{доп} \leq \Delta U$
Номинальная мощность вторичной цепи, ВА	$S_{2Н} \geq S_{2расч}$

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 110 УХЛ1. Класс точности 0,2. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 15.

Таблица 15 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$ ВА	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
1	2	3	4	5	6	7	8
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	2	12	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	2	12	5,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	0.38	0,925	5	75	183
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	0.38	0.925	5	75	183
Сумма						178	377

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{178^2 + 377^2} = 445,5 \text{ ВА.} \quad (54)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 16.

Таблица 16 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 1000 \text{ ВА}$	$S_p = 445,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

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

На сторону СН ПС Волково выбираем трансформатор напряжения НАМИ - 35 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 17.

Таблица 17 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}, \text{ ВА}$	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	0.38	0,925	5	75	183
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	0.38	0.925	5	75	183
Сумма						178	377

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{254^2 + 377^2} = 445,5 \text{ ВА}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 18.

Таблица 18 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 800 \text{ ВА}$	$S_p = 445,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

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

На сторону НН ПС Волково выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 10 УХЛ1. Класс точности 0,2. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 19.

Таблица 19 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$ ВА	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	72	0,925	0,38			
						28	11

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{28^2 + 11^2} = 30,08 \text{ ВА}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 20.

Таблица 20 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 105 \text{ ВА}$	$S_H = 30,08 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

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

### 3.7 Выбор жестких шин

Выбор жестких шин для напряжения 6-10 кВ зависит от нескольких факторов, таких как максимальный ток, допустимое напряжение, потери мощности, требования к безопасности и пространственные ограничения. Вот некоторые общие рекомендации для выбора жестких шин:

- Номинальный ток: Определите максимальный ток, который будет проходить через шину. Это основной параметр, который влияет на выбор размера и сечения шины.

- Допустимое напряжение: Необходимо учесть требуемое рабочее напряжение системы, для которой выбираются шины. Обычно для напряжения 6-10 кВ используются шины, способные выдерживать значительные напряжения.

- Материал и конструкция: Выбрать подходящий материал для шины, такой как медь или алюминий, в зависимости от требований системы и бюджетных ограничений. Конструкция шины может быть прямоугольной или круглой, в зависимости от спецификаций и требований монтажа.

- Потери мощности: Учесть потери мощности в шине. Это особенно важно при выборе размера и сечения шины для системы с высокой мощностью. Снижение потерь мощности поможет улучшить эффективность системы.

Безопасность и надежность: выбранные шины должны соответствовать стандартам безопасности и надежности. Они должны обеспечивать должный уровень изоляции, противостоять воздействию коротких замыканий и электрических перегрузок, а также обладать надежными соединениями.

В закрытых РУ 6–10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. 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 охлаждения.

Наибольший рабочий ток на шинах 10 кВ равен 420 А. Принимаем алюминиевую шину прямоугольного сечения 40x5мм,  $S=200 \text{ мм}^2$ , с номинальным допустимым током  $I_{\text{доп}}=540 \text{ А}$ .

Проверка шины на термическую стойкость производится исходя из условий:

$$q_{\min} \leq q \quad (56)$$

где  $q_{\min}$  – минимальное сечение по термической стойкости

$q$  – выбранное сечение.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m}, \quad (57)$$

где  $C_m = 91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$  – для алюминиевых шин, [13].

$B_k$  – тепловой импульс тока КЗ, принимается равным  $104.13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$  рассчитанного для вводного выключателя.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{104,13 \cdot 10^6}}{91} = 58,6 \text{ мм}^2.$$

Так как  $q_{\min} < q$ , следовательно, шины термически устойчивы.

Электродинамические силы, возникающие при КЗ, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины – изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает.

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной  $l = 1,5 \text{ м}$  [19].

Собственная частота колебаний шины:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (58)$$

где  $q$  – поперечное сечение выбранной шины,  $\text{см}^2$ ;

$J$  – момент инерции шины, который согласно [19] равен:

$$J = \frac{bh^3}{12}; \quad (59)$$

$$J = \frac{0,5 \cdot 4^3}{12} = 2,67 \text{ см}^4;$$

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{2,67}{2}} = 133,3$$

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\partial}^{(3)2}}{a}, \quad (60)$$

где  $i_{y\partial}^{(3)2}$  – ударный ток на шине, А;

$a$  – расстояние между фазами, м [19].

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{1117^2}{0,13} = 95,8 \text{ Н/м} \quad (61)$$

Равномерно распределенная сила  $f$  создает изгибающий момент:

$$M_{max} = \frac{f \cdot l^2}{10}; \quad (62)$$

где  $l$  – длина пролета между опорными изоляторами, м.

$$M_{max} = \frac{95,8 \cdot 1,5^2}{10} = 21,56 \text{ Н/м.}$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$s_{max} = \frac{M}{W}, \quad (63)$$

где  $W$  – момент сопротивления шины, который равен:

$$W = \frac{bh^2}{6}; \quad (64)$$

$$W = \frac{0,5 \cdot 4^2}{6} = 1,33; \text{ см}^3;$$

$$s_{max} = \frac{21,56}{1,33} = 16,17 \text{ Мпа.}$$

Для выбранной шины  $s_{дон} = 85 \text{ МПа}$ , [19], следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого значения.

### 3.8 Выбор опорных изоляторов

При выборе опорных изоляторов для напряжения 10 кВ следует учитывать несколько факторов, включая требования к изоляции, механическую прочность, климатические условия и конструктивные особенности системы. Вот некоторые общие рекомендации для выбора опорных изоляторов:

Требования к изоляции: выбранные изоляторы должны обладать достаточной изоляционной прочностью для работы с напряжением 10 кВ. Это включает в себя проверку номинального напряжения пробоя и диэлектрической прочности изоляторов.

Механическая прочность: Опорные изоляторы должны быть способны выдерживать механические нагрузки, такие как ветровые нагрузки, вибрации и



удары. Учтите требования к механической прочности и нагрузочную способность опорных изоляторов при выборе.

Климатические условия: Опорные изоляторы должны быть устойчивы к климатическим условиям, таким как влажность, солнечное излучение, экстремальные температуры и загрязнение. Обратите внимание на классификацию изоляторов по климатическим условиям (например, по ГОСТ 15150-69) и выберите соответствующие изоляторы.

Конструктивные особенности: конструктивные особенности системы, такие как тип и форма опор, расстояние между опорами и геометрия линии. Выберите опорные изоляторы, которые соответствуют требованиям монтажа и обеспечивают надежное и безопасное крепление.

Надежность и долговечность: Обратите внимание на надежность и долговечность опорных изоляторов.

Обслуживание и эксплуатация: При выборе опорных изоляторов необходимо учесть факторы обслуживания и эксплуатации, такие как возможность очистки от загрязнений, проверка состояния изоляторов и доступность запасных частей.

Расчетная нагрузка на изолятор  $F_{расч}$  в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки  $F_{разр}$ , приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (65)$$

$$F_{расч} = 0,6 \cdot F_{разр} = F_{доп}, \quad (66)$$

где  $F_{разр}$  – разрушающая нагрузка на изгиб.

Выбираем опорные изоляторы ИОР-10-3,75 УХЛ с минимальной разрушающей силой 3,75 кН.

Допустимая нагрузка на изолятор:

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

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h, \quad (67)$$

где  $k_h$  – поправочный коэффициент на высоту шины, при расположении шин плашмя, равный:

$$k_h = \frac{H_{из} + b + \frac{h}{2}}{H_{из}}; \quad (68)$$

$$k_h = \frac{120 + 4 + \frac{40}{2}}{120} = 1,2.$$

$$F_{расч} = 95,8 \cdot 1,5 \cdot 1,2 = 172,46 \text{ Н.}$$

Выбранный изолятор удовлетворяет условию  $F_{дон} \geq F_{расч}$  и может быть принят к установке.

### 3.9 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжения (ОПН) на подстанции 110 кВ представляют собой устройства, которые используются для защиты электрооборудования от повышенных напряжений, возникающих в результате перенапряжений в электрической сети. Они предназначены для отвода и разряда энергии перенапряжений, чтобы предотвратить повреждение оборудования и обеспечить нормальную работу системы.

ОПН обычно имеют следующие особенности и параметры, которые следует учитывать при их выборе на подстанции 110 кВ:

- Номинальное напряжение: ОПН должны иметь номинальное напряжение, соответствующее рабочему напряжению подстанции 110 кВ. Это обеспечивает их правильное функционирование и соответствие рабочим условиям.

- Номинальный ток разряда: Это параметр, который указывает на максимальный ток разряда, способный управлять ОПН. Он должен быть достаточным для эффективного разряда перенапряжений и защиты системы.

- Рабочая частота: ОПН должны быть предназначены для работы при рабочей частоте системы, которая обычно составляет 50 или 60 Гц.

- Энергетическая классификация: ОПН могут иметь различные классификации по энергетической пропускной способности, которая определяет их способность к разряду энергии перенапряжения. Выбор классификации должен соответствовать требуемому уровню защиты и характеристикам системы.

- Прочность изоляции: ОПН должны иметь высокую прочность изоляции для предотвращения пробоев и обеспечения безопасной работы системы.

Произведем выбор ОПН для защиты трансформатора на ПС Волково.

Основным параметром для выбора ОПН является длительно допустимое рабочее напряжение, условие выбора которого:

$$U_{\text{нро}} > U_{\text{нс}} , \quad (69)$$

где  $U_{\text{нс}}$  – наибольшее рабочее напряжение сети.

Выбираем ОПН марки ОПН-П1(2)-110/88/10/2 УХЛ.

Для исключения взрывного разрушения покрышки ОПН при его внутреннем повреждении необходимо, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности  $I_{\text{вб}}$  на 15-20% превышал наибольший из токов КЗ, для точки подключения ограничителя.

$$I_{\text{вб}} > (1,15 - 1,20) I_{\text{кз}}$$

$$I_{\text{вб}} > 1,2 \cdot 4,9 = 5,88 \text{ кА}$$

Ток взрывобезопасности для ОПН-П1(2)-110/88/10/2 УХЛ составляет 20кА, что удовлетворяет приведенному выше условию.

При выборе ОПН, наряду с другими параметрами, за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{\text{ост}}}{Z} \right) \cdot U_{\text{ост}} \cdot 2T \cdot n, \quad (70)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжений, согласно можно принять равным  $3,5U_{\text{ном}}$ ;

$U_{\text{ост}}$  – остающееся напряжение на ограничителе;

$Z$  – волновое сопротивление линии, для ВЛ 110 кВ  $Z=490$  Ом,;

$T$  – время распространения волны;

$n$  – количество последовательных токовых импульсов.

Остающееся напряжение на ограничителе равно:

$$U_{\text{ост}} = \sqrt{2} \cdot U_{\text{нро}} \cdot K_{8/20}, \quad (71)$$

где  $K_{8/20}$  – кратность ограничения грозových импульсов, согласно  $K_{8/20}=2,1$ .

$$U_{\text{ост}} = \sqrt{2} \cdot 88 \cdot 2,1 = 214 \text{ кВ}$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{1}{\beta \cdot c}, \quad (72)$$

где  $\beta$  – коэффициент затухания волны;

$c$  – скорость распространения волны.

$$T = \frac{2}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 1,1 \text{ мкс}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(274 - 214)}{490} \cdot 214 \cdot 2 \cdot 1,1 \cdot 2 = 115,3 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{НОМ}}} \quad (73)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{115,3}{110} = 1,05 \text{ кДж/кВ}$$

Удельная энергоемкость выбранного ОПН составляет 0,94 кДж/кВ (1 класс по энергоемкости), что удовлетворяет условию по энергоемкости.

Наибольшее рабочее напряжение и энергоемкость ОПН однозначно определяют все прочие характеристики ОПН конкретного производителя. В типовых случаях применения ОПН на проверку прочих характеристик не обязательно.

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П1(2)-110/88/10/ УХЛ 2.

Для защиты трансформатора напряжения 10 кВ принимаем к установке ОПН-П-10/11,5/10 УХЛ1 встраиваемые в ячейку К-63. Характеристики выбранных ОПН представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Характеристики ОПН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ОПН-П1-/110/88/10/УХЛ2		
$U_{\text{нро}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{нс}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{нро}} \geq U_{\text{нс}}$
$I_{\text{вб}}=20 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}}=5,88 \text{ кА}$	$I_{\text{вб}} > 1,2 \cdot I_{\text{кз}}$
$\mathcal{E}^*_{\text{ОПН}}=1,73 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*=0,94 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{\text{ОПН}} > \mathcal{E}^*$
ОПН-П-10/11,5/10 УХЛ1		
$U_{\text{нро}}=12 \text{ кВ}$	$U_{\text{нс}}=11,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{нро}} \geq U_{\text{нс}}$
$I_{\text{вб}}=20 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}}=8,14 \text{ кА}$	$I_{\text{вб}} > 1,2 \cdot I_{\text{кз}}$
$\mathcal{E}^*=2 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*=0,36 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{\text{ОПН}} > \mathcal{E}^*$

## 4 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ ВОЛКОВО

### 4.1 Заземление подстанции Волково

Заземление подстанции 110 кВ является важным аспектом обеспечения безопасной и надежной работы электроустановки. Заземление выполняется для предотвращения возникновения опасных потенциалов и обеспечения эффективного отвода тока при возникновении неисправностей или коротких замыканий.

Процесс заземления подстанции 110 кВ включает следующие шаги:

**Заземляющий электрод:** Необходимо определить тип заземляющего электрода, который будет использоваться для заземления подстанции. Обычно применяются электроды, такие как металлические штыри, глубинные заземляющие электроды или пластинчатые электроды. Выбор зависит от условий грунта, стандартов и требований.

**Размещение электрода:** Электрод должен быть размещен на определенной глубине в земле, чтобы обеспечить надежное заземление. Глубина определяется региональными нормативами и характеристиками грунта.

**Заземляющая сеть:** Сеть заземления состоит из проводников, соединяющих электроды заземления с основным заземлителем подстанции. Проводники должны быть надежно укреплены и иметь достаточное сечение для обеспечения низкого сопротивления заземления.

**Заземлительные контуры:** Подстанция 110 кВ может иметь несколько заземлительных контуров, которые обеспечивают разделение заземления различных частей подстанции, таких как трансформаторы, выключатели и трансформаторные подстанции.

**Измерение сопротивления заземления:** После установки заземляющей системы необходимо провести измерение сопротивления заземления для проверки его соответствия требованиям стандартов и нормативов. Это поможет убедиться в эффективности заземления и выявить возможные проблемы.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года согласно [22] должно быть:

$$R \leq \frac{250}{I},$$

где  $I$  – расчетный ток замыкания на землю, А.

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

Величину емкостного тока для сетей с неизолированными проводами рекомендуется определять следующим образом:

$$I_C = \frac{U_{ном} \cdot L_{\Sigma}}{350}, \quad (74)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение сети, кВ;

$L$  – суммарная длина линий, км.

Суммарная длина смежных линий 110 кВ (отходящих от ПС Волково) составляет 64 км.

Суммарный емкостный ток сети определяется как сумма описанных выше составляющих для всех гальванически связанных линий сети.

Суммарный емкостный ток в сети 110 кВ равен:

$$I_{C35} = \frac{110 \cdot 64}{350} = 20,1 \text{ А.}$$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R \leq \frac{250}{20,1} = 12,4 \text{ Ом.}$$

Так как согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом, то в дальнейших расчетах принимаем, что  $R \leq 10$  Ом.

Согласно плану ПС Волково, определим площадь  $S$  подстанции используемой под заземление:

$$S = (38 + 2 \cdot 1,5) \cdot (55,4 + 2 \cdot 1,5) = 2394,4 \text{ м}^2$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя:  $d = 10$  мм,  $L_{\text{в}} = 5$  м. Сечение данного прутка составляет  $S_{\text{пр.в}} = 78,5$  мм<sup>2</sup>

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания по формуле:

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot \delta_{\text{ср}} (d_{\text{пр}} + \delta_{\text{ср}}), \quad (75)$$

где  $\delta_{\text{ср}}$  – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$\delta_{\text{ср}} = a_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + b_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + c_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + d_{\text{к}}, \text{ мм} \quad (76)$$

где  $T$  – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

$a_{\text{к}}$ ,  $b_{\text{к}}$ ,  $c_{\text{к}}$ ,  $d_{\text{к}}$  – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$\delta_{\text{ср}} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 =$$

$$= 0,782 \text{ мм};$$

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 0,78 (10 + 0,78) = 26,49 \text{ мм}^2.$$

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя подстанции согласно условию:

$$S_{\text{пр.в.}} \geq F_{\text{кор}},$$

$$78,5 \text{ мм}^2 > 26,49 \text{ мм}^2$$



Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования, зданий и сооружений подстанции, определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов не должна превышать  $6 \times 6$  метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона  $d$  условно делится на целое число с шагом  $a_q = 6$  м.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left( \frac{S}{a_q} \right) \cdot 2; \quad (77)$$

$$L = \left( \frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.}$$

Представим площадь подстанции квадратичной моделью со сторонами  $a$ , тогда  $a = \sqrt{2394,4} = 48,93$  м.

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1; \quad (78)$$

$$m = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16.$$

принимаем значение – 8 штук.

Длина ячейки  $a_m = a / m = 48,93 / 8 = 6,1$  м.

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1); \quad (79)$$

$$L = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м.} \quad (80)$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_{\text{в}} = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_{\text{г}}}{l_{\text{в}}} \cdot l_{\text{в}}} = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62, \quad (81)$$

где  $a_{\text{г}}$  – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м;

$l_{\text{в}}$  – длина вертикальных электродов, м.

Округляем до ближайшего целого значения  $n_{\text{в}} = 34$  шт.

$$n_{\text{в}} = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62.$$

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{\text{см}} = \rho \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_{\text{в}} \cdot l_{\text{в}}} \right), \quad (82)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта;

$A$  – параметр зависящий от соотношения  $l_{\text{в}}/\sqrt{S}$ , равный 0,05.

$$R_{\text{см}} = 100 \cdot \left( \frac{0,05}{48,93} + \frac{l}{798,13 + 34 \cdot 5} \right) = 0,32 \text{ Ом.}$$

Импульсное сопротивление  $R_{\text{и}}$  определяется умножением сопротивления при стационарном режиме  $R_{\text{ст}}$  на импульсный коэффициент  $\alpha_{\text{и}}$ , зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_{\text{и}} = R_{\text{ст}} \cdot \alpha_{\text{и}}, \quad (83)$$

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{\text{мол}} + 45)}}, \quad (84)$$

где  $I_{\text{мол}}$  – ток молнии, принимается равным 60 кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot 48,93}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,26;$$

$$R_u = 0,32 \cdot 1,26 = 0,4 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

#### **4.2 Защита от прямых ударов молнии**

Защита от прямых ударов молнии на подстанции 110 кВ является важной мерой для предотвращения повреждения электрооборудования и обеспечения безопасности персонала. Для этой цели применяются системы молниезащиты, которые включают следующие элементы:

**Молниеотводы:** это металлические конструкции, установленные на высоких точках подстанции, которые предназначены для привлечения молнии и отвода ее разрядной энергии в землю. Молниеотводы должны быть размещены таким образом, чтобы покрыть все важные части подстанции и создать путь наименьшего сопротивления для разряда молнии.

**Заземление молниеотводов:** Молниеотводы должны быть надежно заземлены для обеспечения эффективного отвода тока молнии в землю. Заземление молниеотводов должно соответствовать требованиям нормативов и стандартов, чтобы обеспечить низкое сопротивление заземления.

**Защитные провода:** Защитные провода устанавливаются для подключения молниеотводов к системе заземления и обеспечения низкого сопротивления пути разряда молнии.

**Защитные приземления:** Для дополнительной защиты от прямых ударов молнии могут использоваться защитные приземления. Это металлические стержни, установленные в земле вблизи важных электрооборудования, таких как трансформаторы или высоковольтные аппараты, и соединенные с системой

заземления. Защитные приземления помогают уменьшить напряжение, вызванное прямым ударом молнии, и предотвратить повреждение оборудования.

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Принимаем высоту молниеотвода равной 30 м.

Зона защиты молниеотвода с высотой  $h$  представляет круговой конус с вершиной на высоте  $h_{\text{эф}} < h$  и радиусом основания  $r_0$  на уровне земли [22].

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

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м.}$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1; \quad (86)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ м.}$$

Устанавливаем пять молниеотводов на линейных порталах и один отдельностоящий молниеотвод.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{c2} - h_i}{h_{c2}}, \quad (87)$$

где  $h_{c2}$  – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами;

$r_{c0}$  – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

Высота внутренней зоны защиты в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты определяется по формуле:

$$h_{cz} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h). \quad (88)$$

Для молниеотводов 1 и 2 границы внутренней области зоны защиты:

$$h_{cz1} = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \cdot (44,7 - 30) = 28,87 \text{ м.}$$

При расстояниях между молниеотводами  $h < L_{m-m} \leq 2h$  половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна:  $r_{c0} = r_0$ .

$$r_{c12} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cz12} - h_{mn}}{h_{cz12}}; \quad (89)$$

$$r_{c12} = 31,2 \cdot \frac{22,87 - 16,5}{22,87} = 8,69 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на уровне линейного портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_{mn}}{h_{эф}} \right); \quad (90)$$

$$r_x = 31,2 \cdot \left( 1 - \frac{16,5}{25,5} \right) = 11,01.$$

## 5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

### 5.1 Общие принципы построения защит

При построении релейных защит применяются определенные общие принципы, которые помогают обеспечить эффективность и надежность системы защиты. Основные из этих принципов:

1. Принцип дискриминации: Реле должны быть настроены таким образом, чтобы обеспечивать точное определение и дискриминацию между различными уровнями ошибок или неисправностей в системе. Это позволяет активировать только соответствующую защиту в случае возникновения проблемы, минимизируя влияние ложных срабатываний и обеспечивая быстрое и точное обнаружение и изоляцию неисправностей.

2. Принцип быстродействия: Реле должны иметь высокую скорость срабатывания для обнаружения и изоляции неисправностей в кратчайшие сроки. Быстрая реакция реле позволяет минимизировать возможные повреждения и сократить время простоя системы.

3. Принцип селективности: Система защиты должна быть спроектирована таким образом, чтобы в случае возникновения неисправности активировалась только минимально необходимая часть системы защиты. Это помогает локализовать и изолировать проблему, минимизируя количество выключенных участков и обеспечивая более надежное электроснабжение в других частях системы.

4. Принцип надежности: Реле должны быть надежными и долговечными, чтобы обеспечить стабильную и непрерывную работу системы защиты. Это включает использование качественного оборудования, регулярное обслуживание и проверки, а также резервирование и дублирование компонентов, если необходимо.

5. Принцип гибкости: Система защиты должна быть гибкой и настраиваемой, чтобы соответствовать конкретным требованиям и

6. особенностям каждой электроустановки. Реле должны иметь возможность настройки параметров, чувствительности и пороговых значений, а также поддерживать различные режимы работы в зависимости от условий эксплуатации.

7. Принцип координации: Система защиты должна быть координированной, чтобы обеспечить последовательность иерархии срабатывания различных релейных защит на разных уровнях системы. Это позволяет достичь оптимальной селективности и минимизировать перекрытия или конфликты между защитными устройствами.

Эти принципы служат основой для реконструкции и настройки релейной защиты и обеспечивают ее эффективное и надежное функционирование в системах электроснабжения.

## **5.2 Защита силового трансформатора**

Так как на ПС 110/35/10 кВ на Волково предусмотрена замена трансформаторов на большую мощность, рассмотрим защиты трансформаторов на подстанции.

Защита трансформаторов 110/35/10 кВ на ПС Волково включает в себя ряд мер, направленных на обеспечение безопасности и надежности работы трансформатора. Основные аспекты защиты трансформатора:

1. Защита от перегрузки: Устанавливаются реле перегрузки, которые мониторят токи в обмотках трансформатора. Если ток превышает допустимые пределы, реле перегрузки срабатывает и выключает трансформатор, чтобы предотвратить его повреждение.

2. Защита от короткого замыкания: Для обнаружения короткого замыкания в обмотках трансформатора используются реле короткого замыкания. Эти реле мониторят токи и напряжения и могут быстро отключить трансформатор в случае обнаружения короткого замыкания, чтобы предотвратить повреждение и защитить систему электроснабжения.

3. Защита от замыкания на землю: Для обнаружения замыкания на

землю в обмотках трансформатора используется реле замыкания на землю. Это реле мониторит токи заземления и может отключить трансформатор, если обнаружено замыкание на землю, чтобы предотвратить возможные аварийные ситуации и защитить персонал и оборудование.

4. Защита от перенапряжений: Устанавливаются предохранители или газоразрядные трубки, которые защищают трансформатор от повреждений, вызванных высокими перенапряжениями. Эти устройства быстро срабатывают и отключают трансформатор, если напряжение превышает допустимые пределы.

5. Защита от недопустимых температур: Устанавливаются термические реле, которые мониторят температуру трансформатора. Если температура превышает предельные значения, термическое реле срабатывает и отключает трансформатор, чтобы предотвратить его перегрев и возможные повреждения.

6. Защита от снижения уровня масла: Датчики уровня масла мониторят уровень масла в трансформаторе. Если уровень масла снижается ниже допустимого предела, срабатывает защитное устройство, которое может отключить трансформатор для предотвращения его повреждения.

7. Дифференциальная защита: Используется реле дифференциальной защиты для обнаружения разности токов между обмотками трансформатора. Это позволяет обнаруживать несимметричные или земляные токи, связанные с неисправностями в трансформаторе, и срабатывать защиту для его отключения.

Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-ТЗ».

Микропроцессорная защита "Сириус-ТЗ" (также известная как "Сириус-Три") является современной системой релейной защиты, разработанной компанией "НПП ЭЛТА". Она предназначена для применения в электроэнергетических системах различных уровней напряжения, включая подстанции и распределительные сети.



Особенности и возможности микропроцессорной защиты "Сириус-ТЗ" включают:

1. Многофункциональность: Защита "Сириус-ТЗ" обеспечивает широкий спектр функций, включая защиту от короткого замыкания, перегрузки, дифференциальной защиты, защиту от недопустимого напряжения, тепловую защиту и другие функции, в зависимости от конфигурации и требований системы.

2. Гибкость настройки: Защита может быть настроена и адаптирована под конкретные требования каждой электроустановки. Различные параметры, пороговые значения, временные задержки и логические условия могут быть настроены с использованием программного обеспечения, позволяя достичь оптимальной работы системы защиты.

3. Высокая скорость срабатывания: Защита "Сириус-ТЗ" обладает высокой скоростью срабатывания, что позволяет обнаруживать и изолировать неисправности в системе электроснабжения в кратчайшие сроки. Это способствует минимизации повреждений и сокращению времени простоя системы.

4. Мониторинг и диагностика: "Сириус-ТЗ" обеспечивает возможности мониторинга и диагностики системы электроснабжения. Она может собирать данные о токе, напряжении, мощности и других параметрах, а также предоставлять информацию о состоянии и работе системы.

5. Коммуникационные возможности: Защита "Сириус-ТЗ" поддерживает различные протоколы связи, такие как IEC 61850, Modbus и DNP3, что обеспечивает возможность интеграции с другими системами автоматизации и диспетчерскими системами.

Микропроцессорная защита "Сириус-ТЗ" является современным и эффективным решением для защиты электроэнергетических систем. Она обеспечивает надежную защиту и контроль системы электроснабжения, а также может быть интегрирована в цифровые сети и системы управления для

повышения эффективности и надежности работы электроустановок.

### 5.3 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{ном.N} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.N}}, \quad (91)$$

где  $S_{ном.тр}$  – номинальная мощность трансформатора;

$U_{ном.N}$  – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформаторов на ПС Волково равны:

$$I_{ном.ВН} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84 \text{ A};$$

$$I_{ном.СН} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.СН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 264 \text{ A};$$

$$I_{ном.НН} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 880 \text{ A}.$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{ном.втор.N} = \frac{I_{ном.N} \cdot I_{н.ТТ.В}}{I_{н.ТТ.П}} = \frac{I_{ном.N}}{K_{ТР.ТТ.N}}, \quad (92)$$

где  $K_{ТР.ТТ.N} = I_{н.ТТ.П} / I_{н.ТТ.В}$  – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N;

$I_{н.ТТ.П}$ ,  $I_{н.ТТ.В}$  – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{ТР.ТТ.ВН} = 100 / 5 = 20; \quad (93)$$

$$K_{TP.TT.CH} = 300 / 5 = 60;$$

$$K_{TP.TT.HH} = 1000 / 5 = 200;$$

При выборе рабочего ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть менее пяти и более 0,5.

$$0,5 \leq K_{TP.TTN} \leq 5;$$

$$I_{ном.ВН} = \frac{84}{20} = 4,2 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А};$$

$$I_{ном.СН} = \frac{264}{60} = 4,4 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А};$$

$$I_{ном.НН} = \frac{880}{200} = 4,4 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}.$$

#### **5.4 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора**

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах. Должно быть обеспечено несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ))

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Отстройка от броска тока намагничивания обеспечивается с помощью

торможения от блокировки по второй гармонике и блокировки по форме тока.

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 изображена на рисунке 5. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к базисному току стороны ВН.

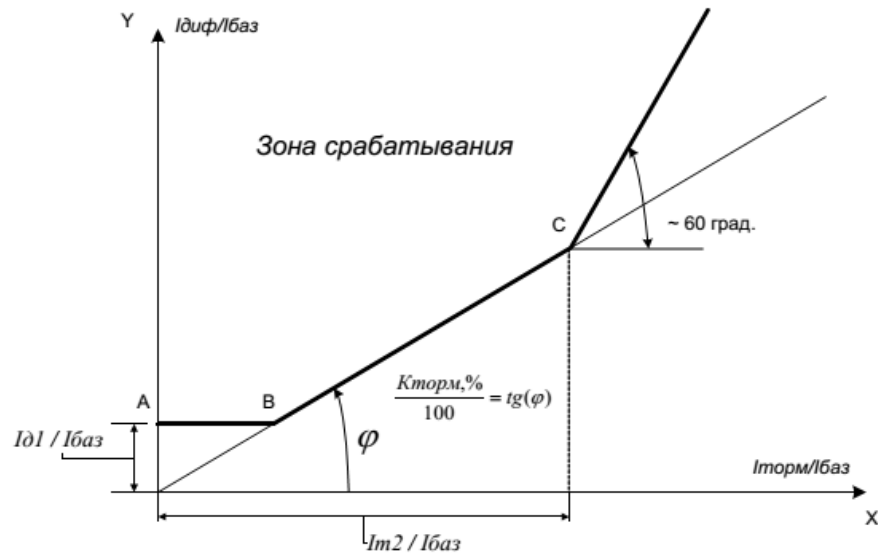


Рисунок 5 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

Тормозная характеристика определяется уставками:

$I_{д1}/I_{ном.ВН}$  – минимальный дифференциальный ток (отнесенный к  $I_{баз}$ ) срабатывания;

$K_{торм, \%}$  – коэффициент торможения второго участка характеристики;

$I_{т2}/I_{ном.ВН}$  – точка второго излома характеристики.

В качестве базисного тока в устройстве принято значение уставки  $I_{ном.ВН}$ .

Характеристика имеет три участка:

Участок 1 (отрезок А-В): точка В (точка первого излома характеристики) получается как пересечение уставки ДЗТ-2 –  $I_{д1}/I_{ном.ВН}$  с прямой, проходящей через начало координат и точку С. На данном участке дифференциальный ток, необходимый для отключения, постоянный.

Участок 2 (между точками В и С): точка С определяется двумя уставками

наклоном прямой ДЗТ-2 –  $K_{\text{торм}}$ , % и ДЗТ-2 –  $I_{T2}/I_{\text{ном.ВН}}$ .

Участок 3 (правее точки С): начало лежит в точке С, наклон участка постоянен и равен 60 градусам.

Значение  $I_{\text{дл}}/I_{\text{ном.ВН}}$  выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}, \quad (94)$$

где  $K_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,2.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} + I'''_{\text{нб.расч}}, \quad (95)$$

$$I'_{\text{нб.расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (96)$$

$$I''_{\text{нб.расч}} = \Delta U \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (97)$$

$$I'''_{\text{нб.расч}} = f_{\text{выр}} \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (98)$$

где  $I'_{\text{нб.расч}}$  – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока;

$k_{\text{пер}}$  – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно /4/;

$k_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

$\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,05;

$I''_{\text{нб.расч}}$  – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

$\Delta U$  – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I'''_{\text{нб.расч}}$  – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{\text{выр}}$  – погрешность выравнивания токов плеч терминале защиты, принимается равным 0,03;

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 9,93 = 0,377 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания равен:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,2 \cdot 0,377 = 0,452 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения  $K_{\text{торм}}$  должен обеспечивать несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики. Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АПВ питающих линий.

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1 - 0,5 \cdot 0,49 = 0,76. \quad (99)$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т.}}; \quad (100)$$

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,377 / 0,76 = 77\%.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики  $I_{\text{T2}}/I_{\text{баз}}$  определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных

режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ( $I_T/I_{баз}=1$ ), режим допустимых длительных перегрузок ( $I_T/I_{баз}=1,3$ ). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную  $I_{T2}/I_{баз} = 1,5 - 2$ .

### 5.5 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) служит для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты.

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{дто} \geq 6;$$

$$I_{дто} \geq k_{отс} \cdot I_{нб.расч*},$$

где  $k_{отс} = 1,5$  – коэффициент отстройки;

$I_{нб.расч*}$  – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете  $I_{нб.расч*}$  коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным  $3 \div 4$ . Величина  $I_{расч*}$  принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

$$I_{нб.расч} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 9,93 = 4,8 \text{ о.е.};$$

$$I_{дто} = 1,25 \cdot 4,8 = 6 \text{ о.е.};$$

Выбираем  $I_{дто} = 6 \text{ о.е.}$ .

## 5.6 Выбор уставок максимальной токовой защиты

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{зап} \cdot I_{раб.макс}}{K_{в}}, \quad (101)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{зап}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. Согласно [20] для городских сетей общего назначения:  $K_{зап}=2,5$ ;

$K_{в}$  – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{раб,макс}$  – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки без пуска по напряжению и без органа направления мощности.

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 285 = 950 \text{ А.}$$

Ток срабатывания на стороне СН:



$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 577 = 1923 A.$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 865 = 2883 A.$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение этого тока, по выражению:

$$K_{\chi} = \frac{I_{кз,мин}}{I_{уст}}, \quad (102)$$

где  $I_{кз,мин}$  – минимальное значение тока в месте установки защиты, при расчетном виде КЗ;

$I_{уст}$  – принятое значение тока срабатывания.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ, установленной на стороне НН трансформатора, и не менее 1,2 для МТЗ, установленной на стороне ВН.

$$K_{\chi} = \frac{4,25 \cdot 10^3}{1923} = 13,81, > 1,2;$$

$$K_{\chi} = \frac{3,79 \cdot 10^4}{2883} = 3,056 > 1,5.$$

Выбор и результаты релейной защиты приведены на 6 листе графической части выпускной квалификационной работы.

### **5.7 Микропроцессорная защита «Сириус-ТЗ»**

Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-ТЗ», предназначено для выполнения функций основной защиты трехобмоточного трансформатора с высшим напряжением 6-220 кВ.

Также возможно использование в качестве дифференциальной защиты сдвоенного реактора, мощного синхронного двигателя или в качестве продольной дифференциальной защиты ошиновки с тремя присоединениями. Содержит подменную МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН с внешним комбинированным пуском напряжения.

Устройство имеет специальное исполнение «И5», обеспечивающее наиболее полный функционал при построении «цифровых подстанций» и развертывании «Smart Grid».

Функции защиты, выполняемые устройством:

- Двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания).
- Цифровое выравнивание величины и фазы токов плечей дифференциальной защиты.
- Автоматическая компенсация токов небаланса в дифференциальной цепи, вносимых работой РПН.
- Контроль небаланса в плечах дифференциальной токовой защиты с действием на сигнализацию.
- Входы отключения от газовой защиты трансформатора и РПН с возможностью перевода действия на сигнал с помощью оперативной кнопки управления на лицевой панели, либо с помощью дискретного входа.
- Ненаправленная двухступенчатая МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от сторон низшего и среднего напряжения (по дискретным входам, объединенным по условию «ИЛИ»). Имеется возможность блокировки МТЗ ВН по содержанию второй гармоники для отстройки от бросков тока намагничивания.
- Внутренняя цифровая сборка токовых цепей ВН в треугольник и возможность использования полученных токов для реализации ступеней МТЗ ВН.

- Одна ступень ненаправленной МТЗ средней стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны среднего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле и на общие реле отключения с разными временами. Имеется возможность блокировки МТЗ СН по содержанию второй гармоники, для отстройки от бросков тока намагничивания при подаче напряжения со стороны СН.
- Одна ступень ненаправленной МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле и на общие реле отключения с разными временами. Имеется возможность блокировки МТЗ НН по содержанию второй гармоники, для отстройки от бросков тока намагничивания при подаче напряжения со стороны НН.
- Защита от перегрузки с действием на сигнализацию.  
Устройство обеспечивает следующие эксплуатационные возможности:
  - выполнение функций защит, автоматики и управления, определенных ПУЭ и ПТЭ;
  - задание внутренней конфигурации (ввод/вывод защит и автоматики, выбор защитных характеристик и т.д.);
  - ввод и хранение уставок защит и автоматики;
  - передачу параметров аварии, ввод и изменение уставок по линии связи;
  - непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику) в течение всего времени работы;
  - блокировку всех выходов при неисправности устройства для исключения ложных срабатываний;
  - получение дискретных сигналов управления и блокировок, выдачу
  - команд управления, аварийной и предупредительной сигнализации;
  - гальваническую развязку всех входов и выходов, включая питание, для обеспечения высокой помехозащищенности;

- высокое сопротивление и прочность изоляции входов и выходов относительно корпуса и между собой для повышения устойчивости устройства к перенапряжениям, возникающим во вторичных цепях присоединения.

Устройство не срабатывает ложно и не повреждается:

- при снятии и подаче оперативного тока, а также при перерывах питания любой длительности с последующим восстановлением;
- при подаче напряжения оперативного постоянного тока обратной полярности;
- при замыкании на землю цепей оперативного тока.

## 6.1 Дифференциальная защита линии

Дифференциальная защита линии является одним из наиболее эффективных методов защиты от короткого замыкания и других неисправностей в электрических линиях. Она основана на сравнении токов входной и выходной сторон линии, и при обнаружении несоответствия между ними защитное устройство активируется для отключения линии.

Принцип работы дифференциальной защиты линии:

1. Измерение токов: Дифференциальная защита линии использует трансформаторы тока для измерения тока на входе и выходе линии. Каждая фаза имеет свой трансформатор тока, который преобразует ток в соответствующий сигнал для дальнейшей обработки.

2. Сравнение токов: Защитное устройство сравнивает токи на входе и выходе линии. Если токи совпадают или имеют незначительное отклонение, то сигналы с трансформаторов тока сбалансированы, и защитное устройство не срабатывает.

3. Обнаружение несоответствия: Если происходит короткое замыкание или другая неисправность на линии, то ток на входе и выходе линии становится несоответствующим. Защитное устройство обнаруживает эту разницу токов и срабатывает.

4. Активация защитных действий: При срабатывании дифференциальной защиты линии активируются защитные действия, такие как отключение автоматического выключателя или отправка команды на отключение линии.

Диф.защиты линии абсолютно селективны и выполняются без выдержки времени. ДЗЛ подразделяются на продольную и поперечную.

Продольная ДЗЛ подключается на токи по концам защищаемой линии так, что в нормальных режимах и при внешних КЗ геометрическая сумма векторов токов была равна нулю, а при КЗ на защищаемой линии – току КЗ.

Поперечная ДЗЛ подключается на разность токов параллельных линий. При внешнем КЗ по параллельным ЛЭП протекают одинаковые по величине и направлению токи, в связи с чем дифференциальный ток в защите равен

нулю. При КЗ на одной из линий дифференциальный ток приобретает значительную величину, достаточную для срабатывания защиты. Данная защита получила, довольно, не особо широкое распространение, на данный момент больше не устанавливается.

В данном случае, будет использован терминал на микропроцессорной базе фирмы ЭКРА ШЭ2607.

Защита выполнена на панели №8Р защиты ВЛ-110 «Центральная» типа ШЭ2607 011 021 подключённой к токовым цепям трансформаторов тока В-110 кВ «Центральная» и ТН-110 кВ. Защита действует на отключение В-110 кВ «Центральная».

На панели защиты №8Р типа ШЭ2607 011021 выполнена основная и резервная защита линии от всех видов повреждений

Комплект основных защит А2 ВЛ-110 “Центральная” включает следующие защиты:

- I, II и III зоны дистанционной защиты (ДЗ) от многофазных замыканий
- I, II, III и IV ступени направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП) от однофазных замыканий
- Максимальная токовая отсечка от многофазных замыканий
- Телеускорение второй зоны ДЗ и третьей ступени ТНЗНП по оптическому каналу связи
- Трехступенчатая защита от токовой перегрузки ВЛ (АРТП)

Комплект резервных защит и автоматики А1 ВЛ-110 “Центральная” включает следующие защиты:

- I, II и III зоны дистанционной защиты (ДЗ) от многофазных замыканий
- I, II, III и IV ступени направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП) от однофазных замыканий
- Максимальная токовая отсечка от многофазных замыканий
- Комплект автоматики выключателя с комплексным АПВ и защитой электромагнитов включения и отключения от термической перегрузки

## 6.2 Выбор уставки дифференциальной защиты

Выбор уставок происходит по отстройке от следующего:

1. Выбор уставки по условию отстройки от емкостного тока линии.

2. Выбор уставки по условию отстройки от тока небаланса максимального нагрузочного режима, вызванного потерями мощности в максимальном нагрузочном режиме.

Отстройка от броска тока намагничивания трансформатора, находящегося в зоне действия защиты, не требуется, т.к. защита блокируется при появлении броска тока намагничивания.

3. Выбор уставки по условию отстройки от тока небаланса броска тока намагничивания трансформатора подстанции своего и противоположного концов линии при опробовании трансформатора со стороны защищаемой линии.

4. Отстройка требуется, если блокировка при броске тока намагничивания не вводится (блокировка может не вводиться при отсутствии трансформаторов в зоне действия защиты).

5. Выбор уставки по условию отстройки от тока небаланса внешнего КЗ на подстанции.

Отстройка выполняется при включении защиты на сумму ТТ двух и более присоединений для исключения работы ДЗЛ при внешнем КЗ.

При отстройке должен учитываться бросок тока из-за наличия апериодической составляющей в токе КЗ.

Выбор уставки по условию обеспечения отстройки от внешнего КЗ.

Для обеспечения надежного торможения при внешнем КЗ ток торможения должен превышать дифференциальный ток.

6. Выбор уставки по условию обеспечения требуемой чувствительности.

Должна обеспечиваться чувствительность при 1 и 2- фазном КЗ в зоне действия защиты при двухстороннем включении линии в минимальном режиме работы сети.

Проверка чувствительности при минимальном токе КЗ без переходного сопротивления:  $K_{\text{ч}} \geq 2,0$ .

Отстройка от тока небаланса внешнего КЗ приводит к загроблению уставки и снижению чувствительности защиты.

### **6.3 Расчет уставок устройств релейной защиты и автоматики линий**

#### **6.3.1 Токовая защита нулевой последовательности ПС Центральная - ПС Волково**

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю применяют максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняются многоступенчатыми с органом направления мощности или без него. В качестве токового органа защиты используется реле типа РТ-40 (иногда реле РНТ-560), которое включается на вход фильтра тока нулевой последовательности. В качестве такого фильтра часто используется нулевой провод трансформаторов тока, соединенных по схеме полной звезды.

#### **6.3.2 Расчёт уставок срабатывания**

Отстройку тока срабатывания первой ступени выполняем от максимального тока  $3I_0$ , протекающего через защиту при КЗ за выключателем смежного участка. Для получения максимального тока  $3I_0$  отключаем трансформаторы на шинах приемной подстанции и по кривым спада определяем необходимый расчётный ток.

Защита включает в себя токовую отсечку нулевой последовательности, токовую отсечку с выдержкой времени, максимальную токовую защиту нулевой последовательности.

*1 ступень защиты ( $t=0$  сек)*



а) Ток срабатывания защиты в начале защищаемого участка (на шинах Центральная).

$$I_{c.з} = k_{зан} \cdot I_{расч} = k_{зан} \cdot 3 \cdot I_{0max}, \quad (103)$$

где  $k_{зан}$  - коэффициент запаса ( $k_{зан} = 1,3$  для линий 110 кВ)

$$I_{c.з} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,584 = 2,102 \text{ кА}. \quad (104)$$

б) Ток срабатывания защиты в конце защищаемого участка (на шинах ПС Волково).

$$I_{c.з} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,663 = 2,387 \text{ кА}. \quad (105)$$

Мгновенная отсечка не проверяется по чувствительности, но для неё должна быть определена зона действия. Для определения ее зоны берем максимальное значение тока срабатывания  $I_{c.з} = 2,387$  кА.

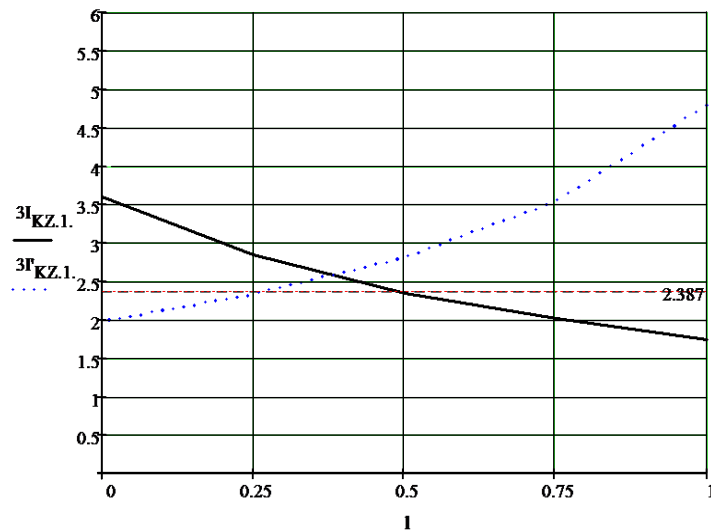


Рисунок 6 – Зоны действия мгновенной токовой отсечки

Полученное значение токов срабатывания защиты удовлетворяет по чувствительности (зона защиты больше 25%)

2 ступень защиты ( $t=0,5$  сек)

Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий.

$$I_{сз}^{II} = k_3 \cdot k_{ток} \cdot 3I_{0с.з.см}^{I(II)}, \quad (106)$$

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

$k_{ток}$  - коэффициент тока распределения;

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

Выдержка времени отсечки второй ступени принимается на ступень селективности ( $\Delta t = 0,5$  с) больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

При отстройке от защит нескольких линий в качестве расчетных принимаются наибольшие значения тока срабатывания и выдержки времени.

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

### *3 ступень защиты*

Ток срабатывания отсечки третьей ступени выбирается по условиям отстройки от вторых и третьих ступеней защит смежных линий (аналогично выбору второй ступени), а также по условиям отстройки от максимального тока небаланса при трехфазном КЗ за трансформатором приемной подстанции:

$$I_{сз}^{III} = k_3 \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.макс}^3, \quad (107)$$

где  $k_3=1,2$  – коэффициент запаса по избирательности;

$k_{пер}$  - коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме ( $k_{пер} = 2$ );

$k_{нб}$  - коэффициент небаланса ( $k_{нб} = 0,05$ );

$I_{к.макс}^3$  - максимальный ток короткого замыкания в месте КЗ.

$$I_{сз}^{III} = 1,2 \cdot 2 \cdot 0,05 \cdot 3,7 = 0,444. \quad (108)$$

Выдержка времени отсечки третьей ступени принимается на ступень селективности больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

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

$$k_{ч}^{III} = \frac{3I_{0мин}}{I_{0сз}^{III}} \geq 1,2; \quad (109)$$

$$k_{ч}^{III} = \frac{1,6}{0,444} = 3,604 \geq 1,2. \quad (110)$$

Защита проходит по чувствительности.

### 6.3.3 Токовая защита нулевой последовательности.

*1 ступень защиты (t=0 сек)*

а) Ток срабатывания защиты в начале защищаемого участка (на шинах ПС Центральная).

$$I_{с.з} = k_{зан} \cdot I_{расч} = k_{зан} \cdot 3 \cdot I_{0max}, \quad (111)$$

где  $k_{зан}$  - коэффициент запаса ( $k_{зан} = 1,3$  для линий 110 кВ)

$$I_{с.з} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,094 = 0,367 \text{ кА}. \quad (112)$$

б) Ток срабатывания защиты в конце защищаемого участка (на шинах ПС Волково).

$$I_{c.3} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,12 = 0,468 \text{ кА.} \quad (113)$$

Мгновенная отсечка не проверяется по чувствительности, но для неё должна быть определена зона действия. Для определения ее зоны берем максимальное значение тока срабатывания  $I_{c.3} = 0,468$  кА.

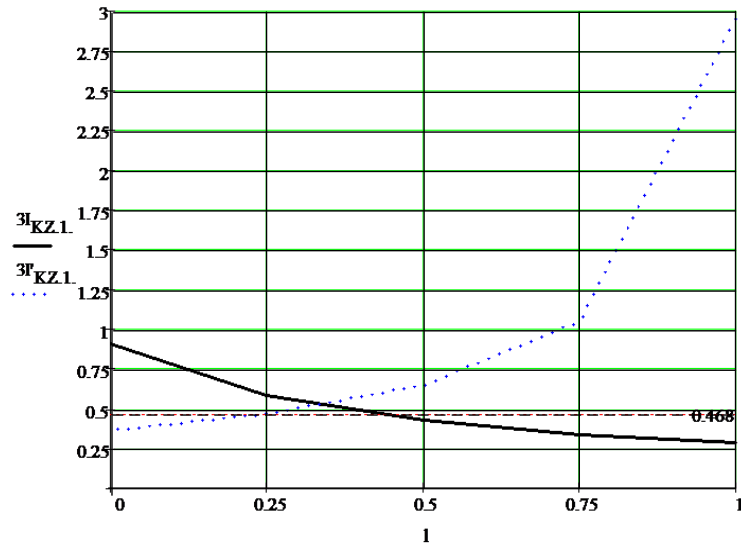


Рисунок 7 – Зоны действия мгновенной токовой отсечки

Полученное значение токов срабатывания защиты удовлетворяет по чувствительности (зона защиты больше 25%)

*2 ступень защиты (t=0,5 сек)*

Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий.

$$I_{сз}^{II} = k_3 \cdot k_{ток} \cdot 3I_{0с.з.см}^{I(II)}, \quad (114)$$

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

$k_{ток}$  – коэффициент тока распределения;

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

Выдержка времени отсечки второй ступени принимается на ступень селективности ( $\Delta t = 0,5$  с) больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

При отстройке от защит нескольких линий в качестве расчетных принимаются наибольшие значения тока срабатывания и выдержки времени.

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

### *3 ступень защиты*

Ток срабатывания отсечки третьей ступени выбирается по условиям отстройки от вторых и третьих ступеней защит смежных линий (аналогично выбору второй ступени), а также по условиям отстройки от максимального тока небаланса при трехфазном КЗ за трансформатором приемной подстанции:

$$I_{сз}^{III} = k_з \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.макс}^3, \quad (115)$$

где  $k_з = 1,2$  – коэффициент запаса по избирательности;

$k_{пер}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме ( $k_{пер} = 2$ );

$k_{нб}$  – коэффициент небаланса ( $k_{нб} = 0,05$ );

$I_{к.макс}^3$  – максимальный ток короткого замыкания в месте КЗ.

$$I_{сз}^{III} = 1,3 \cdot 2 \cdot 0,05 \cdot 1,3 = 0,156. \quad (116)$$

Выдержка времени отсечки третьей ступени принимается на ступень селективности больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

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

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{3I_{0\text{мин}}}{I_{0\text{сз}}^{\text{III}}} \geq 1,2; \quad (117)$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{1,6}{0,56} = 10,256 \geq 1,2. \quad (118)$$

Защита проходит по чувствительности.

6.3.4 Токовая защита нулевой последовательности ПС Центральная–Волково.

*1 ступень защиты (t=0 сек)*

а) Ток срабатывания защиты в начале защищаемого участка (на шинах ПС Центральная).

$$I_{\text{с.з}} = k_{\text{зан}} \cdot I_{\text{расч}} = k_{\text{зан}} \cdot 3 \cdot I_{0\text{max}}, \quad (119)$$

где  $k_{\text{зан}}$  - коэффициент запаса ( $k_{\text{зан}} = 1,2$  для линий 110 кВ)

$$I_{\text{с.з}} = 1,2 \cdot 3 \cdot 0,529 = 1,904 \text{ кА}. \quad (120)$$

б) Ток срабатывания защиты в конце защищаемого участка (на шинах ПС Волково).

$$I_{\text{с.з}} = 1,2 \cdot 3 \cdot 0,266 = 0,958 \text{ кА}. \quad (121)$$

Мгновенная отсечка не проверяется по чувствительности, но для неё должна быть определена зона действия. Для определения ее зоны берем максимальное значение тока срабатывания  $I_{\text{с.з}} = 0,958$  кА.

Полученное значение токов срабатывания защиты удовлетворяет по чувствительности (зона защиты больше 25%)

*2 ступень защиты (t=0,5 сек).*

Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий.

$$I_{сз}^{II} = k_3 \cdot k_{ток} \cdot 3I_{0с.з.см}^{I(II)} \quad (122)$$

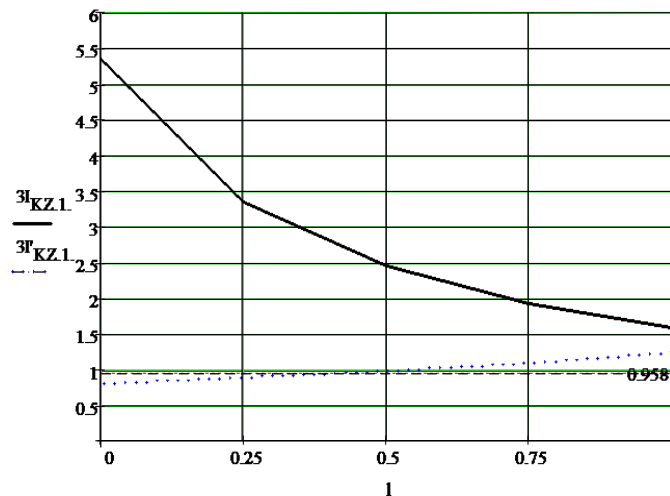


Рисунок 8 – Зоны действия мгновенной токовой отсечки

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

$k_{ток}$  - коэффициент тока распределения;

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

Выдержка времени отсечки второй ступени принимается на ступень селективности ( $\Delta t = 0,5$  с) больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

При отстройке от защит нескольких линий в качестве расчетных принимаются наибольшие значения тока срабатывания и выдержки времени.

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

### 3 ступень защиты

Ток срабатывания отсечки третьей ступени выбирается по условиям отстройки от вторых и третьих ступеней защит смежных линий .

$$I_{сз}^{III} = k_3 \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.макс}^3, \quad (123)$$

где  $k_3=1,2$  – коэффициент запаса по избирательности;

$k_{пер}$  -коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме ( $k_{пер} = 2$ );

$k_{нб}$  - коэффициент небаланса ( $k_{нб} = 0,05$ );

$I_{к.макс}^3$  - максимальный ток короткого замыкания в месте КЗ.

$$I_{сз}^{III} = 1,2 \cdot 2 \cdot 0,05 \cdot 0,6 = 0,072. \quad (124)$$

Выдержка времени отсечки третьей ступени принимается на ступень селективности больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

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

$$k_{ч}^{III} = \frac{3I_{0мин}}{I_{0сз}^{III}} \geq 1,2; \quad (125)$$

$$k_{ч}^{III} = \frac{1,6}{0,072} = 22,3 \geq 1,2. \quad (126)$$

Защита проходит по чувствительности.

#### **6.4 Перевод уставок защит к параметрам микропроцессорного терминала**

Для защиты линии выбираем микропроцессорный терминал релейной защиты ЭКРА ШЭ2607.

Уставки по оси X и R характеристики РС 1, 2, 3 степени рассчитываются по формулам, данные берутся с электромеханической ДЗ,



производится перерасчет уставок:

$$X_i = (Z_i \cdot (1 + \sin \varphi_{\text{м.ч}}))/2; \quad (127)$$

$$R_i = Z_i / (1 + \sin \varphi_{\text{м.ч}}) \quad (128)$$

После расчета по данным формулам получаем уставки срабатывания защиты на микропроцессорной базе.

Сведем полученные результаты в таблицу 22.

Таблица 22 - Уставки ИО ДЗ  $Z_{1-5\text{ст}}$

	Наименование	Значение	
		ПС Центральная	ПС М Волково
1	2	3	
1	Уставки по оси X характеристики РС 1 ступени при КЗ на землю, Ом (1/Ином...500/ Ином) шаг 0,01	2,4	
2	Уставки по оси R характеристики РС 1 ступени при КЗ на землю, Ом (1/Ином...500/ Ином) шаг 0,01	2,4	
3	Угол наклона $\varphi_1$ характеристики РС 1 при КЗ на землю ступени, ° (45...89 шаг 1)	79	
4	Корректирующий множитель ККР коэффициента компенсации тока нулевой последовательности по активному сопротивлению, о.е. (0,00...3,00 шаг 0,01) (по умолчанию ККР =1,00)	1	
5	Корректирующий множитель ККХ коэф. компенсации тока нулевой последовательности по реактивному сопротивлению, о.е. (0,00...3,00 шаг 0,01) (по умолчанию ККХ = 1,00)	1	
6	Уставка по оси X характеристики РС 1 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	9,28	9,28
7	Уставка по оси R характеристики РС 1 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	5,787	5,787
8	Угол наклона $\varphi_1$ характеристики РС 1 ступени, ° (45...89 шаг 1)	82	82
9	Угол наклона $\varphi_4$ верхней части характеристики РС 1 ступени, ° (-45...0 шаг 1)	0	0
10	Уставка по оси X характеристики РС 2 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	19,722	15,702
11	Уставка по оси R характеристики РС 2 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	10,552	8,512
12	Угол наклона $\varphi_1$ характеристики РС 2 ступени, ° (45...89 шаг 1)	82	82

1	2	3	
13	Уставка по оси X характеристики РС 3 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	131,581	131,581
14	Уставка по оси R характеристики РС 3 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	67,823	67,823
15	Угол наклона $\phi_1$ характеристики РС 3 ступени, ° (45...89 шаг 1)	82	82
16	Уставка по оси X характеристики РС 4 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,4	
17	Уставка по оси R характеристики РС 4 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,4	
18	Угол наклона $\phi_1$ характеристики РС 4 ступени, ° (45...89 шаг 1)	79	
19	Направленность 4 ступени (вперед, назад)	вперед	
20	Уставка по оси X характеристики РС 5 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,4	
21	Уставка по оси R характеристики РС 5 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,4	
22	Угол наклона $\phi_1$ характеристики РС 5 ступени, ° (45...89 шаг 1)	79	
23	Направленность 5 ступени (вперед, назад)	вперед	
24	Угол наклона $\phi_3$ нижней левой части характеристики, ° (91...135 шаг 1)	120	
25	Угол наклона $\phi_2$ нижней правой части характеристики, ° (-45...0 шаг 1)	-22	
26	Уставка по оси R нагрузочного режима (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	83,41	
27	Угол выреза нагрузочного режима (1...70 шаг 1)	нет	

После перерасчета уставок дистанционной защиты линии, можно построить графики срабатывания ступеней.

На рисунках 9 и 10 представлены характеристики срабатывания ДЗ в микропроцессорном исполнении.

На этих графиках видно, что ступени срабатывания не заходят на нагрузку, т.е. защита отстроена от нагрузки.

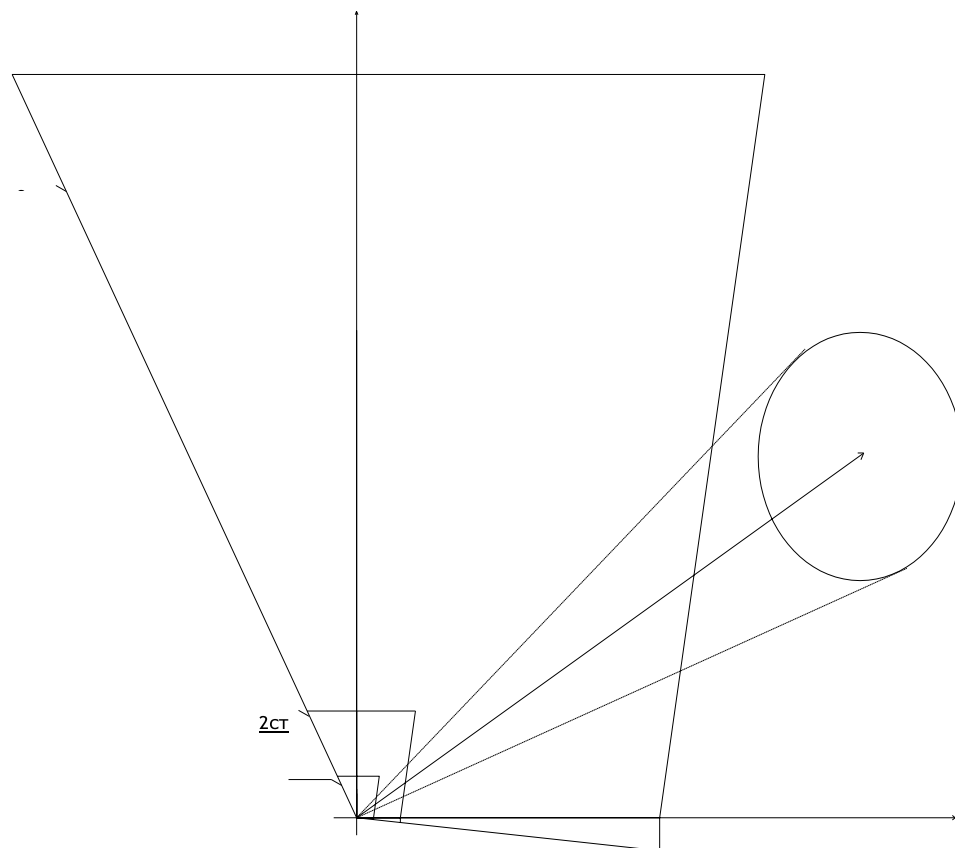


Рисунок 9 - Характеристика срабатывания ДЗ со стороны ПС Центральная

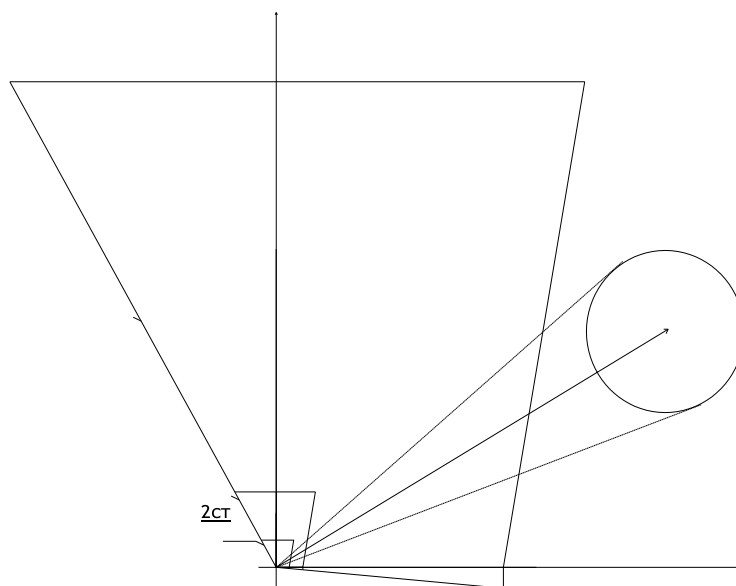


Рисунок 10 - Характеристика срабатывания ДЗ со стороны ПС Волково

## 6.5 Расчет уставок максимальной токовой отсечки и ТЗНП

В ходе расчета были выбраны уставки срабатывания ТЗНП в первичных величинах.

Для защиты линий от КЗ на землю применяется защита, реагирующая на ток и мощность нулевой последовательности. Необходимость специальной защиты от КЗ на землю вызывается тем, что этот вид повреждений является преобладающим, а защита, включаемая на ток и напряжение нулевой последовательности, осуществляется более просто и имеет ряд преимуществ по сравнению с рассмотренной выше токовой защитой, реагирующей на полные токи фаз. Защиты нулевой последовательности выполняются в виде токовых максимальных защит и отсечек как простых, так и направленных.

Для того, чтобы рассчитать токовую защиту нулевой последовательности, необходимо определить уставки первых ступеней защиты сети.

Отсечка является разновидностью токовой защиты, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ. Токовые отсечки подразделяются на отсечки мгновенного действия и отсечки с выдержкой времени (около 0,3 – 0,6 с). В отличие от максимальной токовой защиты селективность действия токовой отсечки достигается не выдержкой времени, а ограничением зоны ее действия. Для этого ток срабатывания отсечки должен быть больше максимального тока КЗ, проходящего через защиту при повреждении в конце участка, за пределами которого отсечка не должна работать. Такой способ ограничения зоны действия основан на том, что ток КЗ зависит от величины сопротивления до места повреждения.

Для линии с двухсторонним питанием токовые отсечки устанавливаются с двух сторон. Для их селективной работы должна выполняться отстройка от максимального тока внешнего короткого замыкания.

Уставки МТО выбраны графически, кривые токов спадаания представлены на рисунке 10.

На этом графике видно, что защита МТО со стороны Центральная

выполняется на 70% защищаемой линии, а со стороны ПС Волково на 65%.

$$I_{КЗ.ЗАЩ} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{ЭКВ} + Z_{Л})} \quad (129)$$

Результаты расчета ТЗНП сведены в таблице 23 и 24.

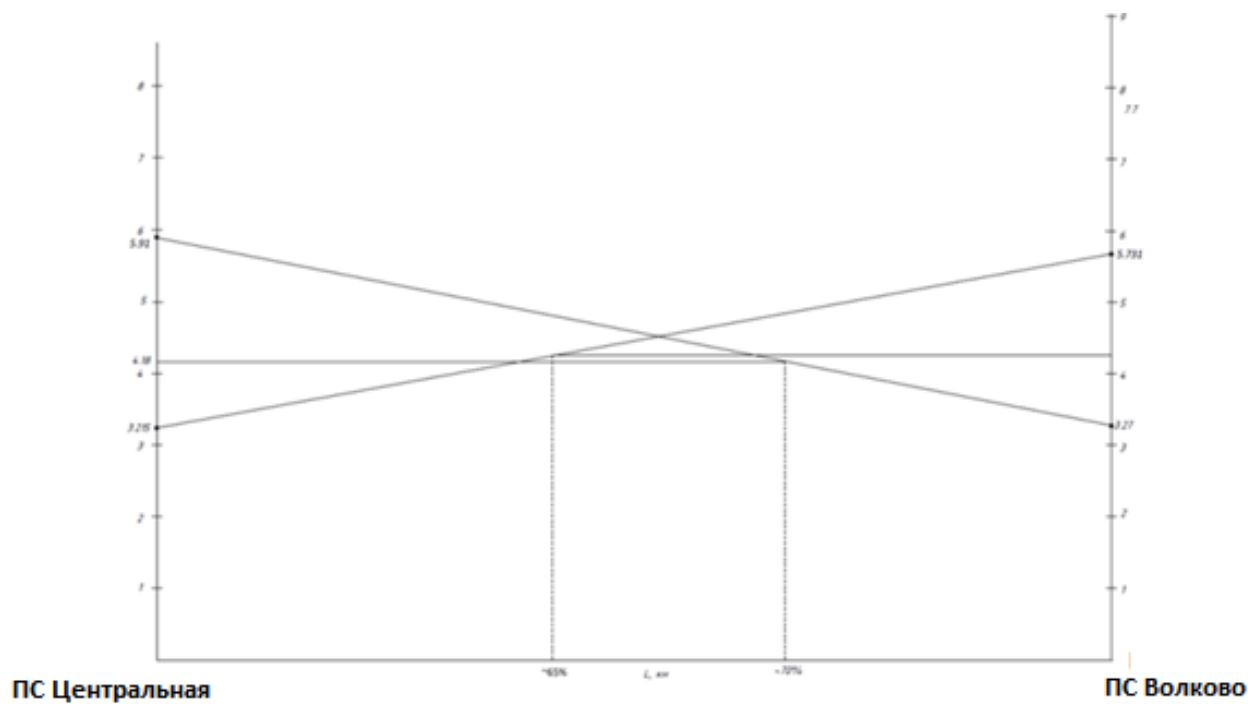


Рисунок 11– Кривые спадаения ТКЗ для определения уставки МТО

Таблица 23 – Результаты расчета ТЗНП со стороны ПС Центральная

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Ток срабатывания 1 ступени ТЗНП, А	2083	10,415
Ток срабатывания 2 ступени ТЗНП, А	751,129	3,75
Ток срабатывания 3 ступени ТЗНП, А	165,332	0,826
Ток срабатывания 4 ступени ТЗНП, А	51,043	0,25

1	2	3
Выдержка времени срабатывания 1 ступени ТЗНП, с	0,3 с	
Выдержка времени срабатывания 2 ступени ТЗНП, с	0,8 с	
Выдержка времени срабатывания 3 ступени ТЗНП, с	1,2 с	
Выдержка времени срабатывания 4 ступени ТЗНП, с	1,7 с	
Ток срабатывания МТО, А	4180	

Таблица 24 – Результаты расчета ТЗНП со стороны ПС Волково

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
Ток срабатывания 1 ступени ТЗНП, А	1605	8,025
Ток срабатывания 2 ступени ТЗНП, А	1398	6,99
Ток срабатывания 3 ступени ТЗНП, А	173,2	0,866
Ток срабатывания 4 ступени ТЗНП, А	78,78 3	0,39
Выдержка времени срабатывания 1 ступени ТЗНП, с	0,3 с	
Выдержка времени срабатывания 2 ступени ТЗНП, с	0,8 с	
Выдержка времени срабатывания 3 ступени ТЗНП, с	1,2 с	
Выдержка времени срабатывания 4 ступени ТЗНП, с	1,7 с	
Ток срабатывания МТО, А	4253	

### 6.6 Автоматическое повторное включение

Автоматическое повторное включение на линии напряжением 110 кВ является одной из методов автоматической реконфигурации системы после

временных неисправностей, таких как кратковременные замыкания или мгновенные сбои [14].

Принцип работы автоматического повторного включения:

1. Срабатывание защиты: При возникновении неисправности, защитное устройство, такое как дифференциальная защита или защита от короткого замыкания, срабатывает и отключает линию от электропитания.

2. Задержка: После срабатывания защиты на линии устанавливается задержка для проверки стабилизации системы и исключения возможности ложного повторного включения. Эта задержка обычно длится несколько секунд.

3. Автоматическое повторное включение: По истечении задержки, автоматическое повторное включение автоматически закрывает автоматический выключатель или другое устройство разъединения для восстановления электропитания на линии.

4. Мониторинг: После включения линии система мониторит ее состояние. Если происходит повторное срабатывание защиты в течение заданного времени, автоматическое повторное включение может быть отключено, чтобы предотвратить многократные попытки включения в случае продолжающейся неисправности.

Учитывая, что отыскание места повреждения на линии электропередачи путем ее обхода требует длительного времени, и что многие повреждения носят неустойчивый характер, обычно при ликвидации аварий оперативный персонал производит опробование линии путем включения ее под напряжение. Операцию включения под напряжение отключившейся линии называют повторным включением.

Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остается в работе. Повторные включения при неустойчивых повреждениях принято называть успешными.

Реже на линиях возникают такие повреждения, как обрывы проводов,

тросов или гирлянд изоляторов, падение или поломка опор и т. д. Такие повреждения не могут самоустраниться, и поэтому их называют устойчивыми. При повторном включении линии, на которой произошло устойчивое повреждение с коротким замыканием, линия вновь отключается защитой. Повторные включения линий при устойчивых повреждениях называют неуспешными.

Повторное неавтоматическое включение линий на подстанциях с постоянным оперативным персоналом или на телеуправляемых объектах занимает несколько минут, а на подстанциях не телемеханизированных и без постоянного оперативного персонала –  $(0,5 \div 1)$  час и более. Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей широко используются специальные устройства автоматического повторного включения. Время действия АПВ обычно не превышает нескольких секунд. Поэтому, при успешном включении они быстро подают напряжение потребителям, чего не может обеспечить оперативный персонал.

Согласно [14] обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением 1000 В и выше.

Наиболее эффективно применение АПВ на линиях с односторонним питанием, так как в этих случаях каждое успешное действие АПВ восстанавливает питание потребителей и предотвращает аварию.

Схемы АПВ, применяемые на линиях и другом оборудовании, должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- 1) Схемы АПВ должны приходить в действие при аварийном отключении выключателя (или выключателей), находившегося в работе. В некоторых случаях схемы АПВ должны отвечать дополнительным требованиям, при выполнении которых разрешается пуск АПВ, например, при наличии или при отсутствии напряжения, при наличии синхронизма и т. д.

- 2) Схемы АПВ не должны приходить в действие при оперативном



отключении выключателя персоналом, а также в случаях, когда выключатель отключается релейной защитой сразу же после его включения персоналом, т. е. при включении выключателя на КЗ, поскольку повреждения в таких случаях обычно бывают устойчивыми.

3) Схемы АПВ должны обеспечивать определенное количество повторных включений, т. е. действие с заданной кратностью. Наибольшее распространение получили АПВ однократного действия.

4) Время действия АПВ должно быть минимально возможным для того чтобы обеспечить быструю подачу напряжения потребителям и восстановить нормальный режим работы. Наименьшая выдержка времени, с которой производится АПВ на линиях с односторонним питанием, принимается 0,3–0,5 с.

5) Схемы АПВ должны автоматически обеспечивать готовность выключателя, на который действует АПВ, к новому действию после его включения.

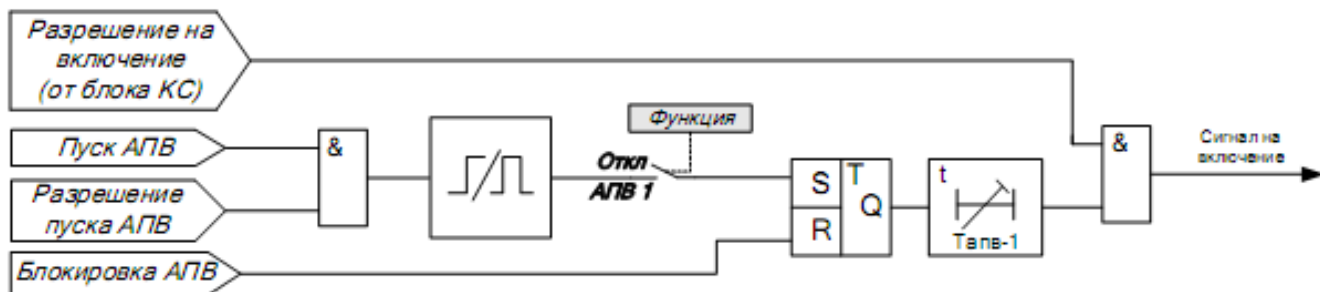


Рисунок 12 – Упрощенная функционально-логическая схема работы АПВ

Для параллельных линий с односторонним питанием прием на питающем конце однократное АПВ без контроля по напряжению, на приемном конце – однократное АПВ с контролем наличия напряжения на линии для того, чтобы избежать суммарно двойного включения выключателей на устойчивое КЗ внутри питающей линии. [14].

Основной уставкой УРОВ является время выдержки на отключение смежных выключателей и поскольку защита подаёт сигнал одновременно сразу

на отключение основного выключателя и на УРОВ (которое через выдержку времени отключает выключатели, стоящие дальше от к.з.), то для корректного действия выдержка времени УРОВ должна быть больше времени действия основной защиты на величину  $\Delta t$ , таким образом уставка реле времени, входящего в УРОВ должна быть равна сумме:

- времени срабатывания основного выключателя;
- времени возврата защиты, пускающей УРОВ (в случае удачного отключения основного выключателя);
- времени ускорения срабатывания реле времени УРОВ (отклонение срабатывания в меньшую сторону);
- запаса по времени для большей надёжности системы [14].

## 7 ВЫБОР СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА ПС ВОЛКОВО

### Выбор системы оперативного тока

Питание оперативных цепей управления, защиты, автоматики, телемеханики и сигнализации, включающих и отключающих устройств коммутационных аппаратов осуществляется от специальных источников оперативного тока. Оперативный ток используется также для аварийного освещения при нарушениях нормальной работы ПС.

Различают системы постоянного, выпрямленного и переменного оперативного тока.

Для ПС Волково принимаем централизованную структуру системы ОПТ с одним щитом постоянного тока, с одной стационарной аккумуляторной батареей (далее – АБ) и двумя зарядными устройствами (далее – ЗУ).

В качестве АБ выбираем высоко ресурсную мало обслуживаемую промышленную батарею серии VARTA-bloc. Батареи серии VARTA-bloc могут работать как в режимах кратковременной разрядки большими токами, так и в режимах длительной нагрузки. Отличаются повышенной энергоемкостью, не требуют обслуживания в течение первых пяти лет эксплуатации.

Выбор типа элементов батареи осуществляется по каталожным данным производителя, для чего необходимо рассчитать максимальный толчковый ток нагрузки. Для определения максимального толчкового тока необходимо рассмотреть два варианта: включение коммутационного аппарата и отключение наибольшего количества выключателей в аварийном режиме.

Максимальное количество отключаемых выключателей для данной схемы пять, при условии короткого замыкания на системе шин в режиме работы ОРУ-110 кВ с включенным секционным выключателем.

Потребляемый включающей катушкой привода типа ПЭМУ-500 ток составляет  $I_{вкл} = 100$  А, отключающей катушкой –  $I_{откл} = 2,5$  А.

Определим максимальный толчковый ток из двух вариантов:

$$I_{T \text{ вкл}} = I_{\text{вкл}} + I_{\text{нагр}} = 100 + 20 = 120 \text{ А}, \quad (130)$$

где  $I_{\text{вкл}} = 100 \text{ А}$  – ток, потребляемый включающей катушкой привода типа ПЭМУ-500;

$I_{\text{нагр}} = 20 \text{ А}$  – максимальный ток постоянно включенной нагрузки системы ОПТ ПС 110 кВ при аварийном разряде в течение 0,5 ч.

$$I_{T \text{ откл}} = I_{\text{откл}} \cdot n + I_{\text{нагр}} = 2,5 \cdot 5 + 20 = 32,5 \text{ А}, \quad (131)$$

где  $I_{\text{откл}} = 2,5 \text{ А}$  – ток, потребляемый отключающей катушкой привода типа ПЭМУ-500;

$n = 5$  – максимальное количество одновременно отключаемых коммутационных аппаратов.

Толчковый ток при включении выключателя является наибольшим, по нему будем выбирать тип элементов АБ.

В соответствии с [13] предельно допустимое отклонение напряжения на клеммах электроприемников системы ОПТ, в том числе при аварийных разрядах АБ и при выполнении ускоренных и уравнивающих зарядов АБ составляет  $\pm 10\%$  ( $U_{\text{max}} = 242 \text{ В}$ ,  $U_{\text{min}} = 197,6 \text{ В}$ ). АБ должна обеспечивать максимальный расчетный толчковый ток в конце гарантированного 2-х часового разряда током нагрузки при работе в автономном режиме при потере собственных нужд ПС.

При параллельном резервном режиме эксплуатации допускается максимальное напряжение заряда  $U_{\text{зар.эл.}} = 2,23 \text{ В}$  на элемент. Определим число элементов  $N_{\text{эл}}$ :

$$N_{\text{эл}} = \frac{U_{\text{max}}}{U_{\text{зар.эл.}}} = \frac{242}{2,23} = 108 \text{ шт.} \quad (132)$$

Минимальное напряжение на элемент в конце 2-х часового разряда:

$$U_{\text{min эл}} = \frac{U_{\text{min}}}{N_{\text{эл}}} = \frac{197,6}{108} = 1,83 \text{ В.} \quad (133)$$

По каталожным данным выбираем элементы типа Varta Vb-2307 с величиной разрядного тока в конце 2-х часового разряда  $I_{p. 2ч} = 122$  А при напряжении  $U_{min.эл.} = 1,83$  В.

Выбор зарядного устройства производится с учетом требований [13]: мощность двух ЗУ, работающих параллельно на одну АБ, должна обеспечивать питание всех подключенных к системе ОПТ электроприемников ПС с учетом проведения одновременно ускоренного заряда АБ до 90% номинальной ёмкости в течение не более 8 часов.

Рассчитаем ток ускоренного заряда для выбранной АБ. Номинальная ёмкость батареи типа Varta Vb-2307 составляет  $C_{АБ}=350$  А/ч.

Ток ускоренного заряда до 90% номинальной ёмкости в течение 8 часов:

$$I_{зар. 8ч} = \frac{0,9 \cdot C_{АБ}}{8} = \frac{0,9 \cdot 350}{8} = 39,4 \text{ А.} \quad (134)$$

Номинальный выходной ток ЗУ:

$$I_{ЗУ} = \frac{I_{зар. 8ч} + I_{нагр}}{n_{ЗУ}} = \frac{39,4 + 20}{2} = 29,7 \text{ А.} \quad (135)$$

Принимаем к установке два зарядно-выпрямительных устройства типа НТР-40.220-ХЕТ с номинальным выходным напряжением = 220 В и номинальным выходным током 40 А. Технические характеристики выбранного ЗВУ удовлетворяют всем требованиям, предъявляемым к данным устройствам в [13].

## 8 СИГНАЛИЗАЦИЯ НА ПС ВОЛКОВО

Кроме своего основного назначения – автоматического отключения поврежденного участка от остальной неповрежденной сети, релейная защита служит так же для сигнализации (подачи предупредительных сигналов) обслуживающему персоналу нарушений нормального режима работы оборудования или неисправностей, которые в дальнейшем могут привести к аварии.

На подстанциях предусматриваются следующие виды сигнализации:

- сигнализация положения коммутационных аппаратов, положения РПН;
- сигнализация действия отдельных устройств релейной защиты и автоматики;
- аварийная сигнализация – об аварийных отключениях коммутационных аппаратов;
- предупредительная сигнализация – о наступлении ненормального режима или ненормального состояния отдельных элементов электроустановки.

Цепи индивидуальных аварийных и предупредительных сигналов отдельных элементов ПС собираются в общую схему сигнализации объекта. Общая для всех элементов объекта схема сигнализации, собранная на панели (в релейном шкафу), воспринимающая и фиксирующая сигналы от отдельных элементов, формирующая аварийный и предупредительный сигналы для обслуживающего персонала, называется центральной сигнализацией.

При аварийном отключении выключателей присоединений без выдержки времени срабатывает аварийная звуковая сигнализация.

При нарушении нормального режима работы оборудования, или при появлении его неисправности, обычно с выдержкой времени, позволяющей отстроиться от кратковременных процессов и самоустраняющихся неисправностей, срабатывает предупредительная звуковая сигнализация.

Сигнализация отключенного, включенного и аварийно отключенного

состояния коммутационных аппаратов выполняется при помощи сигнальных ламп. Аварийное отключение коммутационных аппаратов (определяется по принципу несоответствия) сигнализируется миганием лампы положения «Отключено» данного коммутационного аппарата.

Сигнализация срабатывания отдельных ступеней защиты и функций автоматики микропроцессорных устройств РЗ осуществляется светодиодными индикаторами.

Центральная сигнализация ПС должна обеспечивать:

- постоянную готовность сигнализации к работе;
- автоматический контроль наличия оперативного тока;
- ручной контроль ее исправности;
- выдачу аварийного звукового сигнала без выдержки времени;
- выдачу предупредительного сигнала с выдержкой времени;
- фиксацию факта срабатывания сигнализации;
- ручной или автоматический съем звукового сигнала;
- возможность определения источника поступившего сигнала;
- повторность действия при последовательном поступлении нескольких сигналов;
- одновременный прием сразу нескольких сигналов;
- возможность передачи сигналов по каналам телемеханики.

Центральную сигнализацию ПС позволяет реализовать микропроцессорное устройство «Сириус-ЦС-220-RS».

## 9 ОРГАНИЗАЦИЯ ИЗМЕРЕНИЯ И УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ ПС ВОЛКОВО

Телемеханизация объекта энергетики является необходимым условием выполнения требований к информационному обмену телеинформацией с автоматизированной системой Системного оператора ОАО «СО ЕЭС». Кроме того, целью создания системы телемеханики являются:

- автоматизированный контроль и управление, сбор и передача технологической информации по состоянию оборудования главной схемы ПС в вышестоящий диспетчерский центр, предоставление информации инженерному персоналу участка распределительных сетей;
- повышение точности и достоверности технологической информации, что обеспечит надежность и эффективность управления;
- повышение точности замещающих данных коммерческого учета электроэнергии;
- создание основы построения комплексной автоматизированной системы технологического управления.

По принципу общности выполняемых функций все прикладные задачи СТМ объединяются в следующие подсистемы:

- подсистему служб администрирования и вспомогательных служб;
- подсистему сбора и обработки данных;
- подсистему ведения точного времени для компонентов СТМ;
- подсистему дополнительных источников данных;
- подсистему представления данных пользователю;
- подсистему контроля электрического режима.

На уровне представления информации располагаются клиентские приложения, служащие для доступа к информации системы, ее визуализации. Доступ осуществляется как с использованием клиентского программного обеспечения (далее – ПО), так и с использованием локальной сети.



На уровне базы данных реального времени (далее – БДРВ) в темпе реального времени, ведется:

- сбор данных и управление измерительными устройствами;
- обработка собранных параметров;
- контроль и управление режимами работы;
- выполнение необходимых дорасчетов и аналитических задач;
- ведение архивов параметров и событий;
- учет энергии;
- автоматизированный обмен с субъектом ОРЭМ данными реального времени.

Для повышения надежности на данном уровне используется горячее резервирование серверов и предоставляемых сервисов.

На уровне объектных систем измерения и сигнализации осуществляется измерение и сбор данных о параметрах электрического режима, состоянии оборудования, регистрация событий, выполнение локальных алгоритмов управления. В качестве объектовых измерительных систем выступают многофункциональные измерительные приборы и контроллеры сбора ТС. Измерительная информация и сигналы положений коммутационных аппаратов консолидируются на коммуникационном сервере телемеханики ЦППС. ЦППС осуществляет разделение сетей уровня объектных систем от сетей верхнего уровня и централизованный обмен данными с потребителями информации.

СТМ предполагает круглосуточный непрерывный режим функционирования. Возможность этого реализуется применением специализированного оборудования, рассчитанного на непрерывный режим функционирования – измерительных приборов, коммуникационного оборудования, коммуникационных серверов телемеханики ЦППС специализированного исполнения. Для обеспечения возможности технического обслуживания и повышения надежности предусмотрено

резервирование наиболее ответственных компонентов СТМ – сервера баз данных технической информации, сервера базы данных реального времени.

Для обеспечения работоспособности комплекса в случае перебоев электроснабжения предусматривается питание оборудования от источников бесперебойного питания (далее – ИБП) мощностью, достаточной для работы оборудования в течение времени ввода резерва энергопитания. Минимальное время автономной работы – 1 час. Если резерв энергопитания не включился, то по истечению данного времени комплекс обеспечивает корректную остановку и замораживание системы. При возобновлении энергопитания комплекс обеспечивает полный автоматический запуск системы.

Бесперебойная работа СТМ обеспечивается также постоянным мониторингом состояния технических и программных средств, каналов связи, измерительных систем. При обнаружении неисправности происходит оповещение персонала о возникших нарушениях, при возникновении неисправности серверов БДРВ происходит автоматическое переключение на резервный комплекс.

Бесперебойный доступ к ресурсам системы достигается наличием на локальных носителях рабочих станций оперативного персонала копии минимально необходимых ресурсов.

Измерительные преобразователи АЕТ-411 выполняют функции сбора, обработки данных измерения, вычисления расчетных параметров, присвоения им метки времени и передачи по запросу в формате открытого протокола.

Внутренние таймеры контроллеров синхронизируются от ЦППС не реже чем 1 раз в десять минут.

Сбор данных о положениях коммутационных аппаратов в режиме реального времени производится на уровне контроллера сбора дискретной информации D20S. В контроллере производится присвоение сигналам меток времени и статусных признаков.

Внутренние таймеры контроллеров синхронизируются от ЦППС при очередном обращении к данным о положениях коммутационных аппаратов.

Измерение и сбор данных о приеме и передаче активной и реактивной электроэнергии выполняется циклически. Данные интегрируются за интервалы 3, 15, 30 минут и сохраняются в базе данных РСДУ-2.

Данные передаются по цифровым каналам с резервированием по разным трассам.

Для установки оборудования верхнего, среднего и части оборудования нижнего уровня СТМ предусмотрены шкафы (шкаф серверный, шкаф ЦППС, шкаф ТС и т.д.), оборудованные системами климат-контроля, необходимыми для обеспечения требуемого температурного режима внутри шкафа.

Комплекс РСДУ-2, на базе которого реализуется СТМ, является интеграционной платформой и обеспечивает совместимость со смежными автоматизированными системами. На основе РСДУ-2 возможно построение комплекса АСУ ТП ПС.

### 10.1 Расчет капитальных вложений в выбранное оборудование

*Капиталовложения* – это совокупные материальные, трудовые и финансовые ресурсы, необходимые для создания и расширения предприятия, его реконструкции и технического перевооружения.

Капитальные вложения необходимые на установку РЗиА состоят из стоимости устанавливаемого оборудования, стоимости строительно-монтажных работ и прочих затрат.

$$K_{\Sigma} = (K_{обр} + K_{СМР} + K_{пр}) \cdot k_{инф}, \quad (136)$$

где  $K_{обр}$  - сметная стоимость оборудования без учета строительно-монтажных работ, тыс. руб.;

$K_{СМР}$  - строительно-монтажные работы, тыс. руб.;

$K_{пр}$  - прочие затраты;

$k_{инф}$  - коэффициент инфляции,  $k_{инф} = 2,1$  (на цены 2023 г.) [26].

Рассчитаем сметную стоимость оборудования без учета строительно-монтажных работ.

Для ПС Центральная:

$$\begin{aligned} K_{обр} &= (1532 \cdot 8 + 1056 \cdot 8 + 1523 + 1100 + 1100 + 1100 \cdot 8 + 1015 \cdot 2 + 3100 \cdot 2) \cdot 1,7 = \\ &= 70480 \text{ тыс.руб.} \end{aligned} \quad (137)$$

Опираясь на тот факт, что стоимость оборудования составляет 50% от общих капиталовложений в установку оборудования, определим общие капиталовложения, капиталовложения на строительно-монтажные работы и прочие капиталовложения.

Общие капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = \frac{K_{обр}}{0,50} = \frac{70480}{0,50} = 141000 \text{ тыс.руб.} \quad (138)$$

Капиталовложения на строительные-монтажные работы:

$$K_{СТР} = 0,45K_{\Sigma} = 0,45 \cdot 141000 = 63450 \text{ тыс.руб.} \quad (139)$$

Прочие капиталовложения:

$$K_{ИР} = 0,05K_{\Sigma} = 0,05 \cdot 141000 = 7050 \text{ тыс.руб.} \quad (140)$$

Для ПС Волково:

$$K_{обр} = (1532 \cdot 4 + 1056 \cdot 4 + 1100 + 1100 \cdot 4 + 2950 \cdot 2 + 1015 \cdot 2) \cdot 1,7 = \\ = 40430 \text{ тыс.руб.} \quad (141)$$

Общие капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = \frac{K_{обр}}{0,50} = \frac{40430}{0,50} = 80860 \text{ тыс.руб.} \quad (142)$$

Капиталовложения на строительные-монтажные работы:

$$K_{СТР} = 0,45K_{\Sigma} = 0,45 \cdot 80860 = 36390 \text{ тыс.руб.} \quad (143)$$

Прочие капиталовложения:

$$K_{ИР} = 0,05K_{\Sigma} = 0,05 \cdot 80860 = 4043 \text{ тыс.руб.} \quad (144)$$

Общие капиталовложения проектируемого участка сети:

$$K = 141000 + 63450 + 80860 + 36390 = 321700 \text{ тыс.руб.} \quad (145)$$

## 10.2 Расчет эксплуатационных издержек

*Эксплуатационные издержки* – расходы, необходимые для эксплуатации энергетических объектов в течении одного года.

Издержки любого из энергетических объектов будут состоять из амортизационных отчислений и эксплуатационных издержек на ремонт и эксплуатацию оборудования.

$$I = I_{PЭ} + I_{AM}. \quad (146)$$

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукт или работу (услугу). Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов.

Экономическое содержание износа – потеря стоимости.

Выделяют следующие виды износа:

физический износ – изменение физических, механических и другие свойств основных фондов под воздействием сил природы, труда и т. д. (амортизационные отчисления учитывают только этот вид износа);

моральный износ 1-го рода – потеря стоимости в результате появления более дешевых аналогичных средств труда;

моральный износ 2-го рода – потеря стоимости, вызванная появлением более производительных средств труда;

социальный износ – потеря стоимости в результате того, что новым основные фонды обеспечивают более высокий уровень удовлетворения социальных требований;

экологический износ – потеря стоимости в результате того, что основные фонды перестают удовлетворять новым, повышенным требованиям и охране окружающей среды, рациональному использованию природных ресурсов и т.п.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции; для *i*-го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{cl}}, \quad (147)$$

где  $K$  – капиталовложения

$T_{\text{сл}}$  – срок службы оборудования ( $T_{\text{сл}} = 20$  лет) [26].

$$I_{AM} = \frac{321700}{20} = 16090 \text{ тыс.руб.} \quad (148)$$

Эксплуатационные издержки на ремонт и эксплуатацию необходимы для поддержания оборудования в рабочем состоянии.

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 и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Все эти факторы риска требуют тщательно продуманной системы профилактических и предупредительных мероприятий по поддержанию оборудования и передаточных устройств предприятий в надлежащем техническом состоянии.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания (ППР и ТО), а также неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования. Сущность системы ППР и ТО заключается в том, что по истечении определенного отработанного времени в момент ожидаемого отказа производятся различные виды ремонтного воздействия (ТР, КР и ТО). Чем короче разрыв между фактическим моментом отказа и моментом ожидаемого отказа и выполнения соответствующего ремонтного воздействия, тем эффективнее система ППР и ТО.

Ежегодные затраты на КР и ТР, а также ТО энергетического оборудования определяются по формуле

$$I_{РЭ} = \alpha_{орэ} \cdot K, \quad (149)$$

где  $\alpha_{орэ}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию оборудования ( $\alpha_{орэ} = 0,015$ ) [26].

$$I_{РЭ} = 0,015 \cdot 321700 = 4825. \quad (150)$$

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{ср.г} = E \cdot K + И, \quad (151)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования  $E = 0,1$ ;

$K$  – капитальные вложения;

$И$  – суммарные эксплуатационные издержки.

$$Z_{ср.г} = 0,1 \cdot 321700 + 4825 = 37000 \text{ тыс. руб.}$$



## 11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 11.1 Безопасность

При реконструкции подстанций, линий электропередачи и других электроэнергетических объектов важнейшей задачей в комплексе проектирования является обеспечение безопасности использования всех вышеперечисленных объектов человеком. Для этого необходимо строго соблюдать требования ПУЭ.

### 11.1 Безопасность

Охрана труда на ПС Волково

ПС Волково обслуживается оперативно-ремонтным персоналом, к которому относятся лица в возрасте не моложе 18 лет.

Имеющие квалификационную группу не ниже IV, имеющие практические навыки введения работ и прошедшие инструктаж по технике безопасности. Все работы на подстанции выполняются по наряду, в количестве двух человек. В отдельных видах работ, по распоряжению, в порядке текущей эксплуатации должен выдаваться перечень выполняемых работ. В целях предупреждения электротравмотизма применяют следующие мероприятия:

1. Периодический инструктаж и проверка знаний лиц, обслуживающих электроустановки.
  2. Проверка защитных заземлений и периодические проверки заземляющей сети.
  3. Периодический контроль технического состояния электроустановок и электрооборудования и устранение дефектов.
  4. Применение индивидуальных средств защиты.
  5. Применение безопасных напряжений (12-36) В в цепях управления и переносного освещения.
  6. Поддержание надлежащего состояния технической документации.
- Все работы на действующих электроустановках должны производиться с

обязательным выполнением организационных и технических мероприятий.

К организационным мероприятиям относятся:

1. Оформление работ нарядами или распоряжением.
2. Допуск к работе.
3. Надзор во время работы.
4. Оформление перерыва в работе, перевод на другое место работы, окончание работы.

К техническим мероприятиям относятся:

1. Производство необходимых отключений и принятие мер, против ошибочного и самопроизвольного включения.
2. Вывешивание плакатов «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТАЮТ ЛЮДИ», «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТА НА ЛИНИИ».
3. Проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях.
4. Наложение заземления.
5. Развешивание плакатов и установка ограждений.

Допуск на подстанцию для производства работ разрешается только закрепленному распоряжением по участку оперативно-ремонтному персоналу. Разрешается так же допуск на подстанцию инженерно-техническому персоналу данного участка, для осмотра оборудования, проверки его работы, имеющие группу допуска V и утвержденные распоряжением главного инженера.

Согласно норм комплектования защитными средствами для электроустановок, подстанция укомплектована средствами защиты.

Таблица 25– Защитные средства

Наименование	Количество (шт.)
1	2
Заземлители напряжения 110 кВ	2
Заземлители напряжения 35 кВ	2
Указатели напряжения 10 кВ	2
Изолирующие штанги 110 кВ	1
Изолирующие штанги 35 кВ	1
Изолирующие штанги 10 кВ	1
Диэлектрические перчатки	2 (пары)

1	2
Диэлектрические боты	1 (пара)
Изолирующие подставки	14
Переносное заземление 110 кВ	1 (комплект)
Переносное заземление 35 кВ	2 (комплекта)
Переносное заземление 10 кВ	2 (комплекта)
Временное ограждение	1 (комплект)
Переносные плакаты	15
Защитные очки	2
Защитные каски	4
Противогаз	2
Лестница	1

Средства, находящиеся в эксплуатации, размещаются в цеху ПС. Находящиеся в эксплуатации средства защиты из резины хранятся в сухом помещении при температуре 0 — 30 °С в специальных ящиках отдельно от инструментов. Они защищены от воздействия масел, бензина, кислот, щелочей и других разрушающих резину веществ, а также от прямого воздействия солнечных лучей и теплоизлучений нагревательных приборов (не ближе одного метра от них). Изолирующие штанги и клещи хранятся в условиях, исключающих их прогиб и соприкосновение со стенами, т.е. в подвешенном состоянии. Специальные места для хранения переносных заземлений нумеруются так же, как и сами переносные заземления. Средства защиты размещают в специально отведенных местах, как правило, у входа в помещение, а также на щитах управления. В местах хранения имеются перечни средств защиты. Места хранения оборудованы крючками для штанг, изолирующих клещей, переносных заземлений, плакатов и знаков безопасности, а также шкафами для диэлектрических перчаток, бот, галош, подставок, защитных очков и касок, противогазов, указателей напряжения. Отдельно от других инструментов в ящиках, сумках или чехлах хранят средства защиты, предназначенные для работы оперативно-выездных бригад и бригад

эксплуатационного обслуживания. Те средства защиты, которые позволяют работать под напряжением, держать в сухих, проветриваемых помещениях.

Мероприятия по промышленной санитарии предусматривает наличие медицинских аптек, подвоза питьевой воды, поддержание чистоты на территории и в технологическом помещении.

Техника безопасности при реконструкции ВЛ.

При производстве всего комплекса работ по реконструкции должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения работ по реконструкции должны соответствовать предусмотренным в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Реконструкция ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

При монтаже проводов под действующей ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов. Когда требования СНиП в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующей ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

## 11.2 Экологичность проекта

Согласно закону Российской Федерации «Об охране окружающей среды», «при размещении, проектирования, реконструкции в энергетике, при прокладке линий должны выполняться требования экологической безопасности и охраны здоровья населения. Нарушение указанных требований влечет за собой приостановление до устранения недостатков, либо полное прекращение деятельности по размещению, проектированию, реконструкции вредных экологических объектов в соответствии с предписанием специально на то уполномоченных государственных органов Российской Федерации в области охраны окружающей среды.

Передача и распределение электроэнергии на напряжении 0,38 – 110 кВ является безотходным процессом и не сопровождается вредными выбросами в окружающую среду (как воздушную, так и водную), а уровень шума и вибрации, не достигает высоких значений.

Вредное действие магнитного поля на живые организмы, и в первую очередь на человека, проявляется только при очень высоких напряжениях. В данном проекте отсутствуют линии СВН и УВН, а линии 10 и 0,4 кВ не оказывают негативного воздействия на человека.

Трансформаторы могут являться источником постоянного шума механического происхождения. Шум излучается баком трансформатора и в основном зависит от типовой мощности трансформатора. Для защиты населения от шума решающее значение имеют санитарно – гигиенические нормативы допустимых уровней шума, поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

Допустимые уровни шума на территории, непосредственно прилегающей к жилым домам, зданиям поликлиник, домов отдыха, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек следует принять по таблицам [3].

Произведём расчёт минимального защитного расстояния от подстанции Волково до селитебной зоны. Мощность трансформаторов на подстанции Волково равна 16000 кВА. Эквивалентный уровень звука, для селитебной зоны взят для ночного времени суток с 23<sup>00</sup> до 7<sup>00</sup> – 45 дБА, как наиболее жесткое требование к допустимому уровню звука. Согласно [3] значение скорректированного уровня звуковой мощности одного трансформатора типа ТДТН составляет 88 дБА. Так как на подстанции расположено два трансформатора, то необходимо определить скорректированный уровень звуковой мощности двух трансформаторов, пренебрегая расстоянием между трансформаторами, так как расстояние между трансформаторами намного меньше расстояния до рассматриваемой территории.

Расчётная схема изображена на рисунке 13:

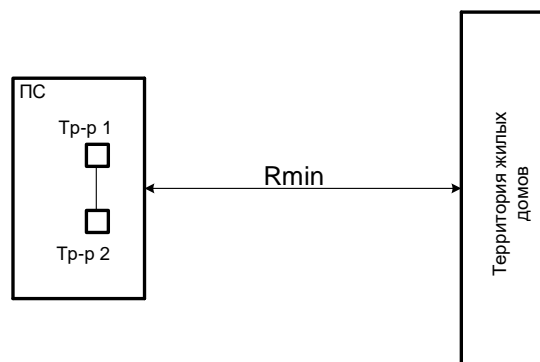


Рисунок 13 – Расположение подстанции вблизи жилых домов

Определим минимальное расстояние до соответствующей территории, которое выражается из формулы [2]:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 \cdot L_{WA}} \quad (152)$$

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 88} = 91 \text{ дБА},$$

$$L_{WA\Sigma} = DV_{LA} + 10 \cdot \lg(S/S_0), \quad (153)$$

где  $S_0 = 1 \text{ м}^2$ , а  $S = 2 \cdot \pi \cdot (R_{min})^2$ .

Отсюда [2]:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{WAS} - DY_{LA}}{10}}}{2\pi}} = \sqrt{\frac{10^{\frac{91-45}{10}}}{2\pi}} = 80 \text{ м.} \quad (157)$$

Минимальное расстояние от ПС Волково до территории жилых домов составляет 80 м, а существующее расстояние от ПС Волково до территории жилых домов составляет 480 м. Таким образом, получается, что защита жилых домов от шума выполняется. Дополнительных мер по защите от шума не требуется.

### 11.3 Чрезвычайные ситуации

В процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования могут возникать различные непредвиденные ситуации, которые могут привести к тяжелым последствиям. Одной из многих опасных ситуаций может быть возникновение пожара вводов электропроводки зданий и сооружений, на трансформаторах, масляных выключателях.

Наибольшее число пожаров имеет свободное развитие из-за несвоевременного отключения электроустановок, а также из-за расположения в непосредственной близости от этих установок другого оборудования под напряжением. Снятие напряжения с электроустановок является сложным организационным процессом и требует определенного времени, что приводит к увеличению материального ущерба и осложнению обстановки на пожаре.

Сложность обстановки на таких пожарах и наличие большого количества электрооборудования высокого напряжения существенно затрудняют действия пожарных подразделений и добровольных формирований при локализации и ликвидации пожаров на энергообъектах. Поэтому необходимо применение таких способов подачи огнетушащих веществ и средств для их реализации, которые обеспечили бы безопасную и одновременно эффективную ликвидацию горения электроустановок под напряжением.

#### 11.3.1 Тушение возгорания

Особенности развития пожаров трансформаторов зависят от места его возникновения. При коротком замыкании в результате воздействия электрической дуги на трансформаторное масло и разложения его на горючие газы могут происходить взрывы, которые приводят к разрушению трансформаторов и масляных выключателей и растеканию горящего масла. Пожары, где установлены трансформаторы, могут распространяться в помещении распределительного щита и кабельные каналы или туннели, а также создавать угрозу соседним установкам и трансформаторам.

При повреждении с возникновением возгорания электрооборудование должно быть незамедлительно отключено и заземлено со всех сторон. После снятия напряжения тушение возгорания можно производить любыми средствами пожаротушения (воздушно-механической пеной, распыленной водой, огнетушителями, газовыми и порошковыми) [10].

Питание населённых пунктов реконструируемых в данном проекте, осуществляется от ПС Волково, на которой установлены масляные трансформаторы, и на которой может возникнуть пожароопасная ситуация.

Порядок тушения пожара на энергообъектах:

1) Первый, заметивший возгорание или при срабатывании телемеханики необходимо немедленно сообщить об этом в пожарную охрану, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Оперативно выездная бригада определяет место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара оперативно выездная бригада обязана проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами ОРУ и выделить



для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может оперативно выездная бригада без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

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

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

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

Тушение пожаров на электроустановках должно осуществляться с соблюдением обязательных условий:

- надежного заземления ручных стволов и насосов пожарных автомобилей;
- применения личным составом, участвующим в тушении, индивидуальных изолирующих электрозащитных средств;
- соблюдения минимальных безопасных расстояний от электроустановок под напряжением до пожарных, работающих со стволами или огнетушителями;
- применения эффективных огнетушащих веществ, способов и приемов их подачи.

Тушение пожаров на энергообъектах может проводиться на отключенном электрооборудовании и на электроустановках, находящихся под напряжением, используют воду в виде компактных струй из стволов РСК-50 ( $d_{\text{сн}} = 11,5 \text{ мм}$ ) РС-50 ( $d_{\text{сн}} = 13 \text{ мм}$ ) и распыленных из стволов с насадками НРТ-5, а также негорючие газы, порошковые составы и комбинированные составы (углекислота с хладоном или распыленная вода с порошком). На рисунке 14 представлена принципиальная схема подачи распыленной воды при тушении пожара.

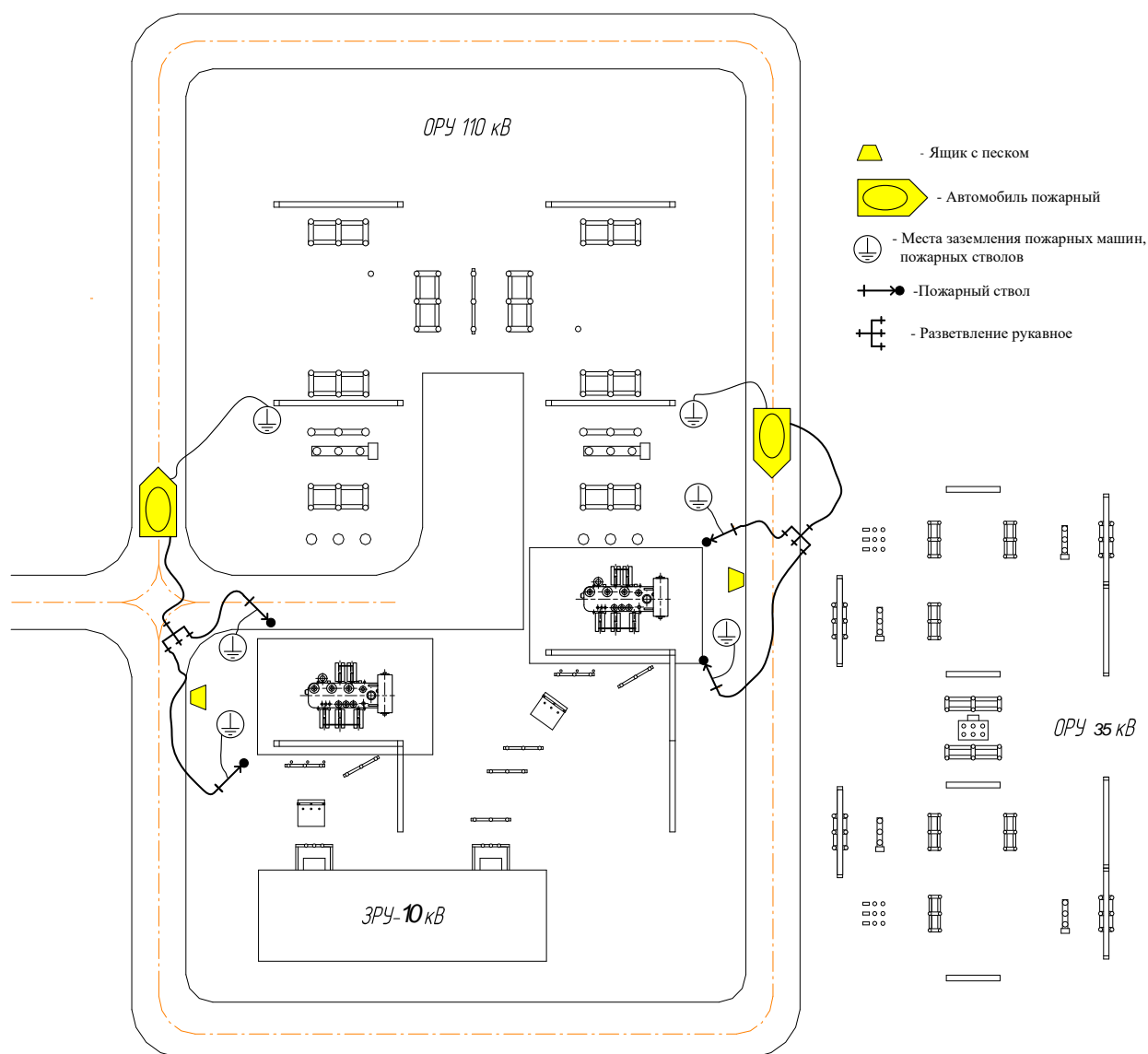


Рисунок 14 – Принципиальная схема подачи распыленной воды при тушении пожара трансформаторов

Подача любой пены ручными средствами при тушении электроустановок под напряжением категорически запрещается. Минимальные безопасные расстояния от насадок стволов до электроустановок под напряжением приведены в таблице 26 [10].

Таблица 26 – Безопасное расстояние до горящих электроустановок, находящихся под напряжением

Применяемое огнетушащее вещество	до 1кВ	от 1 до 10 кВ	от 10 до 35 кВ	от 35 до 110 кВ	от 110 до 220 кВ вкл.
Вода (распыленные струи), подаваемая из стволов, снабженных насадками турбинного типа НРТ; огнетушащие порошковые составы (всех типов); одновременная подача воды и порошка	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС- 50 с расходом 3,6 л/с	4,0	6,0	8,0	10,0	Не допускается
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС- 70 с расходом 7,4 л/с	8,0	12,0	16,0	20,0	Не допускается

Данные расстояния приняты из условия прохождения через ствольщика тока силой до 0,5 мА, который не является опасным для человека.

Расстояние от насадок стволов до электрооборудования под напряжением определяют с учетом удельного сопротивления воды, равного 100 Ом/см. Сильно загрязненная и морская вода, по сравнению с водопроводной, имеет меньшее сопротивление, поэтому применять ее для тушения электроустановок под напряжением запрещается.

Тушение небольших пожаров и загораний на электроустановках под напряжением можно осуществлять с помощью ручных и передвижных огнетушителей согласно таблице 27.

Таблица 27 – Типы огнетушителей, применяемых для тушения электроустановок под напряжением

Напряжение, кВ	Безопасное расстояние до электроустановки	Тип персональных огнетушителей
до 0,4	не менее 1 м	хладоновые
до 1,0	не менее 1 м	порошковые
до 10,0	не менее 1 м	углекислотные

Ликвидация возгорания на ПС производится по оперативному плану. Во всех случаях возникновения или обнаружения возгорания необходимо оповестить окружающих людей о пожаре и о месте пожара любыми доступными средствами, например, голосом или ударами по металлу, и сообщить дежурному персоналу ПС и в пожарную часть.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные или углекислотные-бромэтиловые огнетушители, а также распыленную воду. В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе проведена реконструкция релейной защиты и автоматики воздушной линии 110 кВ Центральная – Волково и ПС 110/35/10 кВ Волково, в связи с увеличением нагрузки в Благовещенском районе.

В выпускной квалификационной работе выполнены следующие основные задачи:

- произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики.

- произведен расчет молниезащиты ПС Волково с расстановкой молниеотводов;

- произведен выбор защит трансформаторов на ПС Волково;

- произведена релейная защита ВЛ 110 кВ Центральная – Волково;

- рассмотрены вопросы по безопасности выполняемых работ при реконструкции ПС Волково;

Была произведена экономическая оценка эффективности и финансовой состоятельности инвестиций проекта реконструкции релейной защиты и автоматики защит трансформатора и линии 110 кВ.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Булычев, А. В. Релейная защита электроэнергетических систем: учебное пособие / А. В. Булычев, В. К. Ванин, А. А. Наволочный, М. Г. Попов. — СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2008. — 211 с.

2 Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс]: учеб. пособие / А. Б. Булгаков; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск: Издательство Амур. гос. ун-та, 2020. – 90 с.

3 ГОСТ 12.2.024–87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. – Взамен ГОСТ 12.2.024—76; Введ. 01.01.89 – М.: Изд-во стандартов, 1990.

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

5 ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

6 ГОСТ 12.1.019-79\* ССБТ «Электробезопасность»

7 Гуревич В.А. Микропроцессорные реле защиты. Устройство, проблемы, перспективы: учебное пособие / В. А. Гуревич. — Москва: Инфра-Инженерия, 2011. — Р. 336 стр.

8 Дьяков А.Ф., Овчаренко Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие / А. Ф. Дьяков, Н.И. Овчаренко — М.: Изд-во МЭИ, 2013.

9 Ермоленко В.М. Федосеев А.М. Релейная защита и противоаварийная автоматика: учебное пособие / В. М. Ермоленко, А. М. Федосеев. — М.: Изд-во МЭИ, 2015.

10 Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках 153-34.03.603-2003 г.

11 Киреева Э.А., Орлов В.В, Старкова Л.Е. «Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий». Москва НТФ «энергетик», 2011 -368 с.

12 Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. М.: Изд-во МЭИ, 2017.

13 Мясоедов. Ю.В., Савина Н. В., Ротачева А.Г., «Электрическая часть станций и подстанций». Благовещенск 2013. - 106 с.

14 Павлов, Г. М. «Автоматизация энергетических систем» : Учеб.пособие / Г. М. Павлов .— Ленинград : Изд-во Ленингр. ун-та, 2014 .— 237 с.

15 Пожарная безопасность электроустановок. – Справочник/ Под ред. В.И. Кузнецова – М.: Спецтехника, 2000. – 259с.

16 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.

17 «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок». М.: НЦ ЭНАС., 2021г.

18 Приказ Минпромэнерго РФ от 23.06.2015 № 380. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии.

19 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. – М.: Издательский центр «Академия», 2005.–448с.

20 Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. 2-е изд., испр. и доп. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007.

21 Руководящие указания по релейной защите: Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110-500 кВ. Расчеты. – М.: Энергия, 2014. – 88 с.

22 Савина. Н.В., Проценко. П.П., «Техника высоких напряжений». Благовещенск 2015. - 105 с.

23 Савина Н.В. «Электроснабжение промышленных предприятий» [Электронный ресурс]: метод. указания к курс. проектированию / Н. В. Савина. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 81 с.

24 СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах в помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки.

25 СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве.

26 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012.– 320с.

27 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2003. –4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр., ил.

28 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭВ.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.