

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

Факультет энергетический

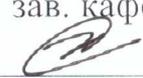
Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

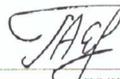
И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
«03» 07 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

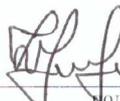
на тему: Реконструкция подстанции Чайка напряжением 110/35/6 кВ в Приморском крае в связи с заменой силовых трансформаторов

Исполнитель  
студент группы 642-об1

  
16.06.2020  
подпись, дата

А.Е. Горлов

Руководитель  
профессор, канд.техн.наук

  
16.06.2020  
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по  
безопасности и  
экологичности  
доцент, канд.техн.наук

  
22.06.2020  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

  
23.06.2020  
подпись, дата

Н.С. Бодруг

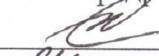
Благовещенск 2020

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

И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
« 24 » 03 2020 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Горлова Андрея Евгеньевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция подстанции Чайка напряжением 110/35/6 кВ в Приморском крае в связи с заменой силовых трансформаторов

(утверждено приказом от 23.03.2020г. № 657 уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 29.06.2020г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Однолинейная схема ПС, перечень потребителей, нормативно-справочная литература: ГОСТы, ПУЭ, ПТБ и ПТЭ

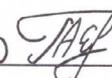
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Анализ исходных данных 2. Целесообразность реконструкции Чайка 3. Расчет токов короткого замыкания 4. Выбор электрических аппаратов 5. Релейная защита и автоматика 6. Безопасность и экологичность подстанции

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Схема сети 2. Однолинейная электрическая схема ПС 3. План ПС 4. План защитного заземления ПС 5. Молниезащита ПС 6. Релейная защита ПС

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

7. Дата выдачи задания 24.03.2020г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Ю.В. канд.тех.наук, профессор  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020   
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работы содержит 101 с., 6 рисунков, 23 таблицы, 30 источников.

АНАЛИЗ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ, ХАРАКТЕРИСТИКА ПОДСТАНЦИИ, ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ, РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ И РАБОЧИХ ТОКОВ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе была реконструирована и модернизирована подстанция «Чайка» напряжением 110/35/6 кВ.

Цель работы – проанализировать район расположения подстанции и оборудования, используемого на данный момент. Заменить устаревшее или подлежащее замене оборудование. Для выбора оборудования необходимо выполнить расчет токов короткого замыкания. Рассмотреть устройство релейной защиты и автоматики. Произвести расчет заземляющего устройства и выбор молниезащиты. Рассмотреть безопасность и экологичность реконструируемой подстанции.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Анализ исходных данных	9
1.1 Характеристика рассматриваемого района	9
1.2 Анализ существующей подстанции «Чайка»	10
2 Целесообразность реконструкции подстанции «Чайка»	12
3 Расчет токов короткого замыкания и рабочих токов	13
4 Выбор электрических аппаратов	18
4.1 Выбор выключателей	18
4.2 Выбор разъединителей	28
4.3 Выбор трансформаторов напряжения	31
4.4 Выбор трансформаторов тока	36
4.5 Выбор и проверка шин	42
4.6 Выбор изоляторов	47
4.7 Выбор ОПН	52
4.8 Выбор аккумуляторных батарей	56
4.9 Выбор трансформатора собственных нужд	58
5 Релейная защита и автоматика	59
5.1 Релейная защита силового трансформатора	59
5.1.1 Дифференциальная защита трансформатора	61
5.1.2 Максимальная токовая защита	65
5.1.3 Защита от перегрузки	68
5.1.4 Газовая защита трансформатора	70
5.2 Автоматика на ПС «Чайка»	72
6 Безопасность и экологичность подстанции	75
6.1 Безопасность	75
6.1.1 Определение параметров контура заземления	76
6.1.2 Расчет молниезащиты подстанции	81

6.1.3 Анализ грозоупорности ОРУ 110 кВ	83
6.1.4 Чрезвычайные ситуации	88
6.2 Экологичность	93
Заключение	98
Библиографический список	99

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АБ – аккумуляторные батареи;

ВКР – выпускная квалификационная работа;

ВЛ – воздушная линия;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРУ - комплектное распределительное устройство;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ОПУ - общеподстанционный пункт управления;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

ПТЭ – правила технической эксплуатации;

ПС – подстанция;

РЗиА – релейная защита и автоматика;

СН – собственные нужды;

СТ – силовой трансформатор.

## ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика является одной из базовых отраслей экономики Приморского края, обеспечивающей электрической и тепловой энергией внутренние потребности промышленных предприятий, народного хозяйства и населения края. А также потенциал экономического развития Приморского края сегодня чрезвычайно высок. Растущая потребность топливно-энергетических ресурсах, а также наличие в Приморском крае соответствующих природно-ресурсных и производственных возможностей делает необходимым и обоснованным: создание и развитие объектов добычи полезных ископаемых, баз судостроения, предприятий нефтегазохимии, машино- и приборостроения гражданской и оборонной направленности. Все это приведет к развитию энергетической инфраструктуры, а именно к строительству и реконструкции энергетических объектов.

Уже сейчас в Приморском крае основной проблемой является недостаток маневренной мощности, особенно недостаток генерирующих мощностей наблюдается на юге края. Поэтому нужно базироваться на новой технической основе, что требует совершенствования организации и оперативного управления процессом производства и передачи электроэнергии. Вместе с тем необходимо повышать экономическую эффективность данной отрасли за счет улучшенного использования имеющегося оборудования и по возможности модернизация устаревшего. Необходимо постепенно выводить из эксплуатации изношенные и устаревшее оборудование с заменой на современное.

Основной целью реконструкций электрических станций, подстанций, сетей и энергосистем является: производство, передача и распределение заданного количества электроэнергии; надежность работы установки и энергосистемы в целом; заданное качество электроэнергии; понижение ежегодных издержек и ущербов при эксплуатации установок энергосистемы.

ПС «Чайка» 110/35/6 кВ принадлежит АО «ДРСК» и находится в Приморском крае, город Владивосток. В связи с нехваткой мощности, будет проведено обоснованное ее увеличение, путем замены трансформаторов на более мощные, замена устаревшего коммутационного оборудования на современное и надежное.

Данная реконструкция подстанции позволяет повысить надежность электроснабжения и качество электроэнергии у потребителей, а также снизить потери электроэнергии и как следствие затраты на эксплуатацию.

# 1 АНАЛИЗ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

## 1.1 Характеристика рассматриваемого района

Без знания района, где расположена подстанция не обойтись, ведь не зная условий невозможно подобрать оборудование, а также определить долговечность подстанции.

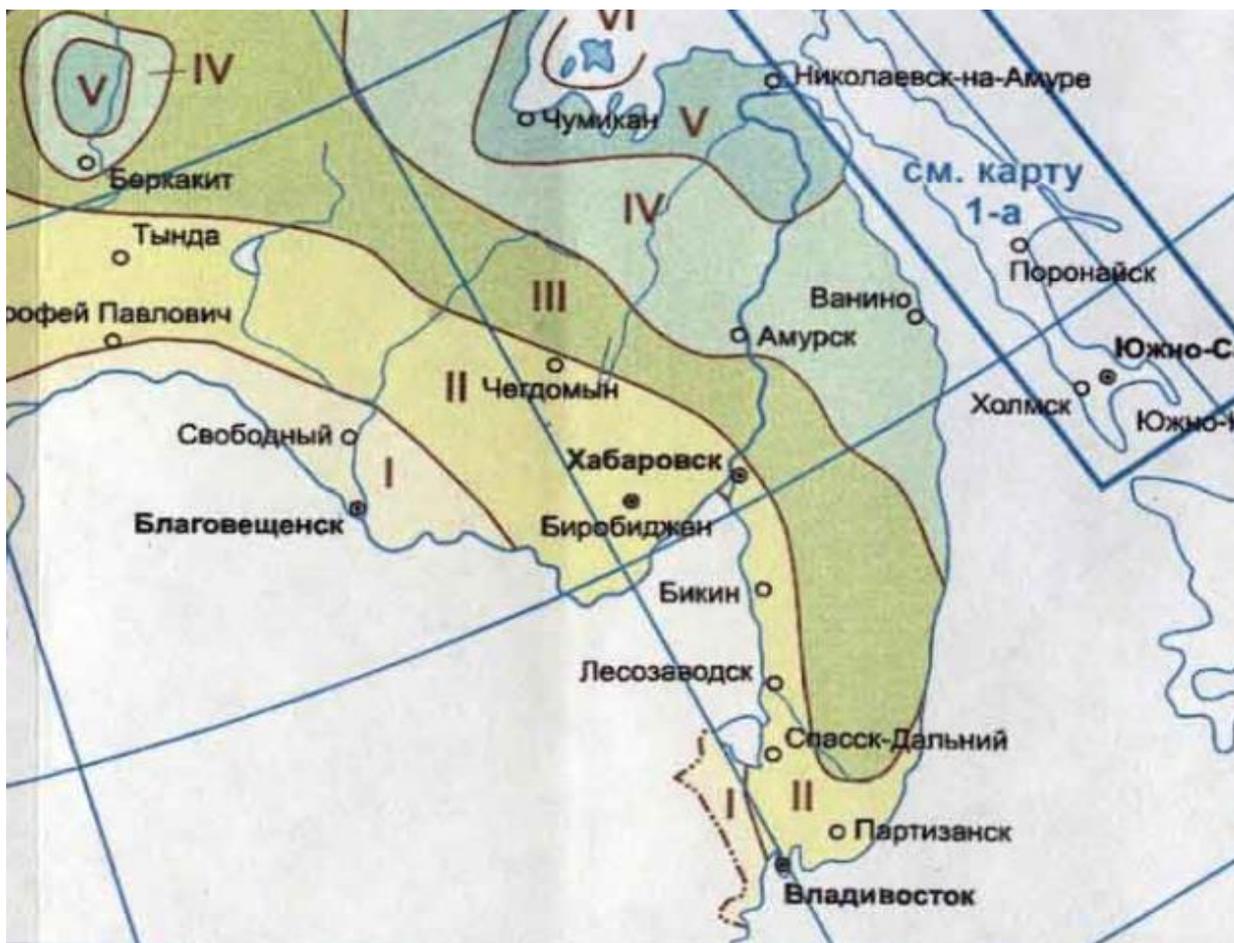


Рисунок 1 – карта климатического районирования

Согласно карте климатического районирования, СНиП 23-01-99

Территориально относится к климатическому подрайону 2А.

Климат Приморского края умеренный муссонный. Зима в этом районе достаточно холодная, из-за сереных ветров, но в тоже время погода в этот период солнечная. Влажное и теплое лето, максимальное количество осадков приходится как правило на этот период. Осадков осенью мало, температура в это время года значительно выше, чем в других районах. Летом в основном

южные ветра, в связи с этим летом много осадков. Особая опасность летом данного края тайфуны, возникающие из-за движения тропических циклонов. Они наносят большой ущерб прибрежным районам.

Ниже показана кривая характеристика данного края по данным СНиП 23-01-99[1].

Климатические условия района строительства:

- район по снегу - 2;
- район по ветру – 4;
- район по толщине стенки гололеда – 4;
- район по продолжительности гроз – от 10 до 20 часов;
- район по пляске проводов – умеренный; среднегодовая температура – минус 1,1 °С;
- абсолютная минимальная температура воздуха – минус 31 °С;
- температура наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92 – минус 24 °С;
- преобладающее направление ветра в зимний период – северный;
- средняя скорость ветра в зимний период – 6,6 м/с;
- количество осадков за период ноябрь-март – 103 мм;
- абсолютная максимальная температура – плюс 34 °С.
- температура наиболее теплых суток обеспеченностью 0,95 – 21 °С.
- температура воздуха в теплый период обеспеченностью 0,95 – 23,4 °С.
- преобладающее направление ветра в летний период – южный;
- средняя скорость ветра в летний период – 6,1 м/с;
- количество осадков за период апрель-октябрь – 715 мм.

## **1.2 Анализ существующей подстанции «Чайка»**

ПС «Чайка» с рабочим напряжением 110/35/6 кВ представляет собой двух трансформаторную подстанцию.

Питание ПС выполнено на напряжении 110 по воздушным линиям 110 кВ.

Всего к ПС подходит три ВЛ 110 кВ Спутник, ВЛ 110 кВ Волна, ВЛ 110 кВ Седанка.

От ПС «Чайка» для электроснабжения потребителей на напряжение 35 кВ отходят ВЛ 10 кВ, КВЛ 35 кВ Ипподром с отпайкой на ПС Седанка, КЛ 35 кВ Океанская.

От ПС «Чайка» выполняется электроснабжение потребителей на 6 кВ по ВЛ: ВЛ 6 кВ Ф-1, ВЛ 6 кВ Ф-2, ВЛ 6 кВ Ф-7, ВЛ 6 кВ Ф-8, ВЛ 6 кВ Ф-11, ВЛ 6 кВ Ф-12, ВЛ 6 кВ Ф-13.

Открытое распределительное устройство на напряжение 110 кВ ПС выполнена по схеме «Одна не секционированная система шин».

Открытое распределительное устройство на напряжение 35 кВ ПС выполнена по нетиповой схеме «Одна секционированная разъединителями система шин».

Закрытое распределительное устройство 6 кВ выполнено по схеме 10-9 «Одна секционированная выключателем система шин» с применением ячеек КРУ внутренней установки.

## 2 ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ «ЧАЙКА»

В связи с увеличением потребления электроэнергии, за счет строительства новых электрозатратных объектов, таких как заводы, а также присоединения дополнительных потребителей электроэнергии, расчетной мощности используемой в данный момент не хватит для полноценного питания потребителей, что приведет к нехватке электроэнергии, в результате энергообъект понесет убытки. Создание подстанции с нуля обойдется большими капиталовложениями нежели реконструкция, поэтому более целесообразно реконструировать уже имеющуюся подстанцию.

Мощность стоящих на данный момент трансформаторов  $T_1$  и  $T_2$  на 16 МВА будет недостаточно для обеспечения электроснабжения потребителей, как в обычном, так и в послеаварийном режиме после вывода одного из трансформаторов. Поэтому потребуется замена трансформаторов, а вместе с ними и замена необходимого оборудования, так как старое оборудование не будет отвечать заявленным требованиям новых силовых трансформаторов.

Так же для повышения надежности электроснабжения потребителей и для защиты силового трансформатора от внешних КЗ на стороне 110 кВ на замену ОД/КЗ будут установлены элегазовые выключатели. Замена на выключатели производится в связи с устаревшими технологиями отделителя и короткозамыкателя.

### 3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И РАБОЧИХ ТОКОВ

Первым этапом работы является определение токов короткого замыкания, без данных токов КЗ невозможно подобрать и проверить необходимое оборудование, а также настройки автоматики и релейной защиты.

При расчете токов короткого замыкания мы вводим предположения, упрощающие вычисления и не вносимые значительными ошибками:

В расчете токов КЗ можно пренебречь

- магнитными токами можно пренебречь;
- емкостной проводимостью линий можно пренебречь;
- трехфазную систему принимаем симметричной, примерно берем во внимание влияние нагрузок на ток КЗ;
- предполагается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (осцилляторы не колеблются) в течение всего процесса короткого замыкания[4].

Исходная схема для вычисления токов КЗ приведена на рисунке 2.

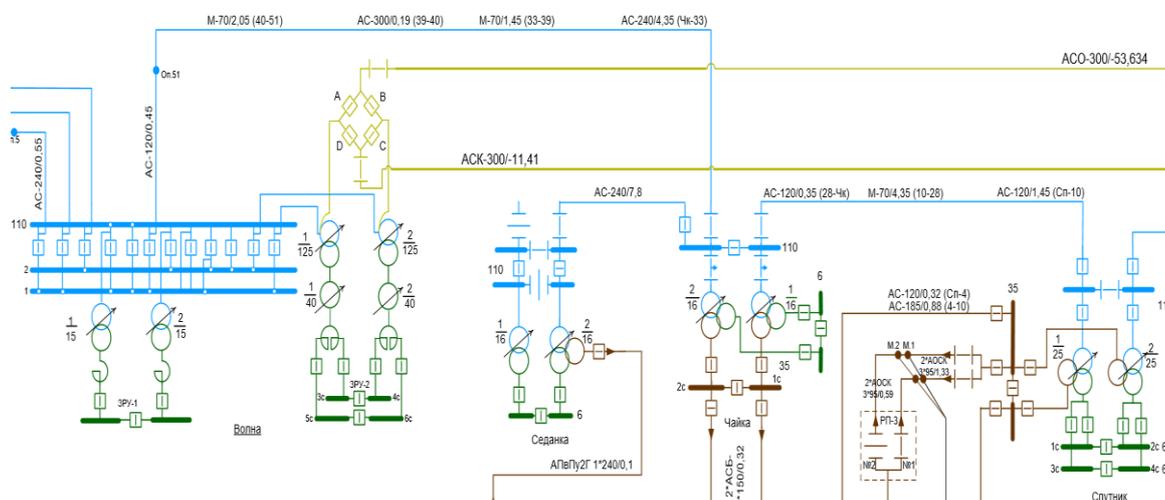


Рисунок 2 – Исходная схема

Чтобы определить токи короткого замыкания необходимо составить схему замещения, с указанием необходимых для вычисления сопротивлений. Схема замещения приведена на рисунке 3.

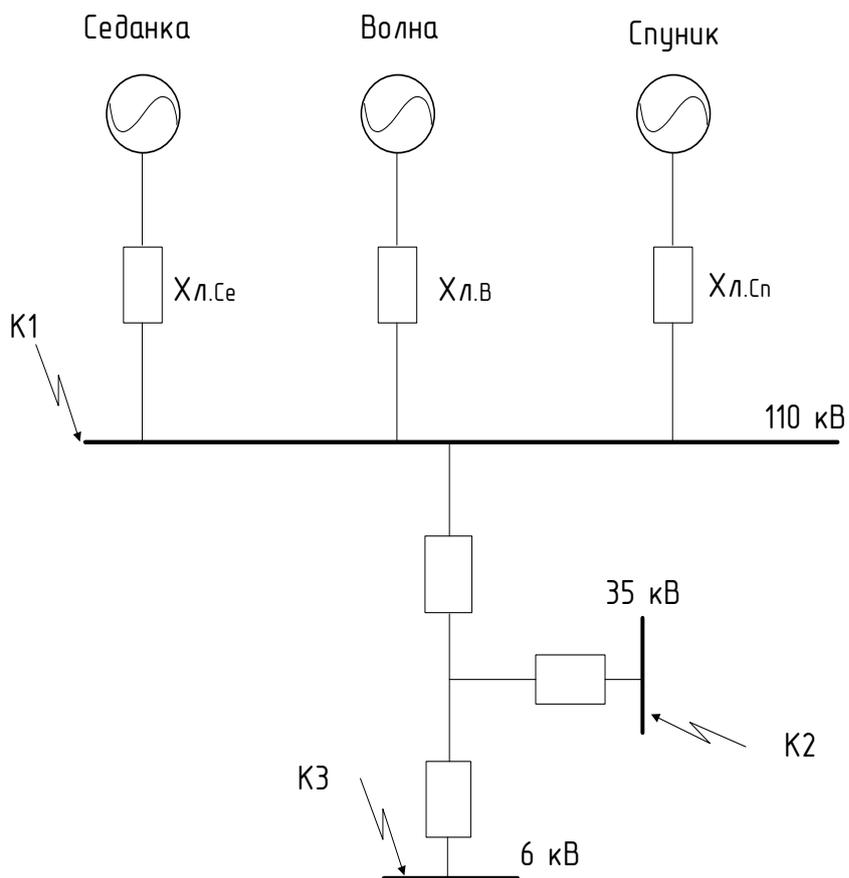


Рисунок 3 – Схема замещения подстанции

Данные для расчёты взяты из нормальной схемы электрических соединений Приморского края на 2016 год.

Вычислим ток трехфазного КЗ на шинах с высокой стороны (точка К1).  
Определим параметры элементов схемы замещения со стороны ПС «Волна»:

Сопротивление линии, Ом:

$$X_{л.В} = X_{уд} \cdot l_{л.В} \quad (1)$$

$$X_{л.В} = 0,434 \cdot 8,49 = 3,685$$

Сопротивление системы, Ом:

$$X_{с.В} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ}} \quad (2)$$

$$X_{c.B} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 0,92} = 72,171$$

Суммарное сопротивление ветви «Волна», Ом:

$$X_{\Sigma 1} = X_{л.1} + X_c \tag{3}$$

$$X_{\Sigma 1} = 3,685 + 72,171 = 75,856$$

Таким же образом найдем сопротивления других ветвей, Ом:

$$X_{л.св} = 0,427 \cdot 7,8 = 3,331$$

$$X_{c.св} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 0,76} = 87,365$$

$$X_{\Sigma 2} = 3,331 + 87,365 = 90,696$$

$$X_{л.сн} = 0,427 \cdot 6,15 = 2,626$$

$$X_{c.сн} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 0,66} = 100,602$$

$$X_{\Sigma 3} = 2,626 + 100,602 = 103,228$$

Составим расчетную схему замещения для точки К1.

Расчетная схема замещения для точки К1 примет вид:

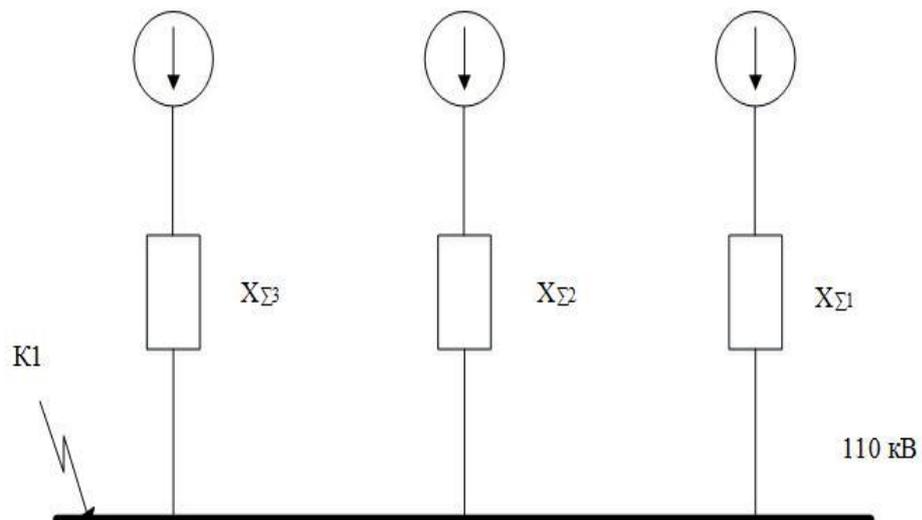


Рисунок 4 – Расчетная схема для точки К1

Ток трехфазного КЗ на шинах 110 кВ ПС Чайка будет равен:

$$X_{\Sigma} = \frac{1}{\frac{1}{\Sigma_1} + \frac{1}{\Sigma_2} + \frac{1}{\Sigma_3}} \quad (4)$$

$$X_{\Sigma} = \frac{1}{\frac{1}{75,856} + \frac{1}{90,696} + \frac{1}{103,228}} = 29,411 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{п.о}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}} \quad (5)$$

$$I_{\text{п.о}}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 29,411} = 2,258 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{п.о}}^{(3)} \quad (6)$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 2,258 = 5,109 \text{ кА}$$

Результаты расчета представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Токи КЗ

Точка КЗ	КЗ трехфазное		КЗ однофазное
	$I_{\text{п.о}}^{(3)}$ , кА	$i_{\text{уд}}$ , кА	$I_{\text{п.о}}^{(1)}$ , кА
К-1 (на шинах 110 кВ)	2,258	5,109	3,44
Точка КЗ	$I_{\text{п.о}}^{(3)}$ , кА	$i_{\text{уд}}$ , кА	$I_{\text{п.о}}^{(1)}$ , кА
К-2 (на шинах 35 кВ)	3,594	9,25	-
К-3(на шинах 6 кВ)	16,105	41,452	-

Вычислим максимальные рабочие токи. Максимальный рабочий ток в ветвях линий определяем по суммарной трансформаторной мощности питаемых подстанций. Ток через секционный и обходной выключатели, согласно схеме, равен линейным[4]. Токи в ветвях трансформаторов определим исходя из допустимой перегрузки:

$$I_{\max 110} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (7)$$

$$I_{\max 110} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131 \text{ А}$$

Также найдем токи в ветвях СТ, но не учитывая перегрузку:

$$I_{\max 35} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 412 \text{ А}$$

$$I_{\max 6} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2406 \text{ А}$$

Все нужные в дальнейшем рабочие токи показаны в таблице 2.

Таблица 2 – Максимальные рабочие токи

Место	Максимальные рабочие токи
Линейные выключатели 110 кВ	685
Линейные выключатели 35 кВ	505
Выключатели 110 кВ в ветвях СТ	131
Выключатели 35 кВ в ветвях СТ	412
Выключатели 10 кВ в ветвях СТ	2406

## 4 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Основной частью реконструкции или проектировании подстанции является выбор оборудования, ведь именно от правильно выбранного электрооборудования зависит работоспособность и безотказность станции или подстанции в нормальном или аварийном режиме[2].

В ходе эксплуатации все выбранное электрооборудование должно отвечать всем заявленным условиям качества и надежности как в нормальных, так и в аварийных условиях работы. Поэтому важно, перед установкой электрических аппаратов проверить все параметры в разных режимах работы, которые возникают при использовании.

Главными условиями для выбора любого электрооборудования являются напряжение и номинальный ток. Для проверки оборудования на термодинамическую долговечность используют ток трехфазного КЗ.

Также нельзя забывать и о внешних условиях работы оборудования (погодные условия, влажности воздуха, климате и т. п.). Для данных условий могут понадобиться особые аппараты с увеличенной стойкостью и защищенностью.

Оборудование предпочтительнее выбирать одного изготовителя, ради лучшей совместимости с другими приборами. Не нужно также забывать о простоте сервиса, надежности и цене выбранного оборудования[5].

### **4.1 Выбор выключателей**

Главным оборудованием на подстанции являются выключатели. Основным предназначением которых являются отключение электрических цепей в нормальных и аварийных режимах.

В соответствии с ГОСТ Р 52565-2006 выбор и проверку выключателей произведем по следующим основным параметрам[8]:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (8)$$

- по максимальному рабочему току

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном} \quad (9)$$

- по отключающей способности.

Сначала выполним проверку на симметричный ток отключения:

$$I_{П.О}^{(3)} \leq I_{отк.ном} \quad (10)$$

Следующим этапом определим возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{отк,ном}, \quad (11)$$

где  $i_{a,ном}$  – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе, кА;

$\beta_n$  – номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %;

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

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

Минимальное время с момента начала короткого замыкания до расхождения дугогасительных контактов вычисляется следующим образом:

$$\tau = t_{з, \min} + t_{c, \epsilon} \quad (12)$$

где  $t_{з, \min}$  - минимальное время действия релейной защиты,  $t_{з, \min} = 0,01$  с;

$t_{c, \epsilon}$  - собственное время отключения выключателя, с.

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов  $\tau$  равна:

$$i_{a, \tau} = \sqrt{2} I_{П.О}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (13)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с.

Если условие  $I_{П.О}^{(3)} \leq I_{отк.ном}$  соблюдается, а  $i_{a, \tau} > i_{a, ном}$ , то допускается проверку по отключающей способности производить по полному оку КЗ по условию:

$$(\sqrt{2} I_{П.О}^{(3)} + i_{a, \tau}) \leq I_{отк.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right). \quad (14)$$

По включающей способности проверка производится по условиям:

$$i_{уд} \leq i_{вкл}, \quad (15)$$

$$I_{П.О}^{(3)} \leq I_{вкл}, \quad (16)$$

где  $i_{уд}$  - ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА ;

$i_{вкл}$  - наибольший пик тока включения, кА;

$I_{вкл}$  - номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей), кА;

Формула для нахождения ударного тока представлена ниже:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п.о}^{(3)} \cdot k_y, \quad (17)$$

где  $k_y$  - ударный коэффициент.

Препятствие воздействию тока КЗ на протяжении некоторого количества времени с начала его действия без повреждений, что негативно сказывается на его дальнейшей работе, называется электродинамической стабильностью прибора.

Для электродинамической устойчивости выключатель проверяется на предельные токи короткого замыкания:

$$I_{п.о}^{(3)} \leq I_{дин}, \quad (18)$$

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (19)$$

где  $I_{дин}$  - действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, кА;

$i_{дин}$  - наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА;

Термическая стабильность оборудования – свойство сопротивляться деструкции данного аппарата под воздействием нагрева при протекании электрического тока, что пагубно сказывается на его работе.

Способность устройства сохранять свои эксплуатационные свойства под действием температуры на протяжении всего времени, называется теплостойкость.

Ток теплового сопротивления устройства представляет собой периодический ток (эффективное значение), установленный изготовителем на основе соответствующих тепловых расчетов и испытаний, как от номинального параметра устройства. Аппарат должен выдерживать этот ток в течение периода термической стабильности[8]. Тепловое сопротивление выключателя проверяется тепловым импульсом тока короткого замыкания:

$$B_k \leq I_{пер}^2 \cdot t_{пер}, \quad (20)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс тока КЗ по расчету,  $кА^2с$ ;

$I_{пер}$  - среднеквадратичное значение тока за время его протекания,  $кА$ ;

$t_{пер}$ , - длительность протекания тока термической стойкости,  $с$ .

Определим импульс квадратичного тока короткого замыкания:

$$B_k = I_{П.О}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (21)$$

где  $t_{отк}$  - время отключения,  $с$ .

Исходя из ПУЭ время отключения определяется по формуле:

$$t_{отк} = t_{р,з} + t_{отк,в}, \quad (22)$$

где  $t_{р,з}$  - время действия основной релейной защиты данной цепи,  $с$ .

$t_{отк,в}$  - полное время отключения выключателя,  $с$ .

Выключатели выбирать можно выбирать как из базы отечественных производителей, так и зарубежных. Наглядный выбор выключателя продемонстрируем на примере выключателя на высокой стороне.

Элегазовый выключатель марки ВТБ-110 (выключатель элегазовый баковый) основной его задачей является включение и отключение электрических цепей и устройства АПВ при различных режимах работы. Работает на напряжение 110 кВ и на частоте 50 Гц.

Выключатель представляет собой цельно металлический корпус, с установленными на нем двух изоляторов из фарфора, которые образуют собой вводы выключателя. Устройство для гашения дуги расположено в корпусе полюса одного из фарфоровых вводов. В другом же установлен трансформатор тока. Для защиты от нештатной ситуации на верхнем фланце установлено специальное защитное устройство.

Для нормальной работы в холодные периоды, когда температура опускается ниже 50°C, на выключателе устанавливаются обогреватели, предназначенный для подогрева каждого полюса.

Для удобства демонтажа полюсов электрические цепи трансформаторов тока и подогревающих устройств выключателя снабжены штепсельными разъемами, установленными в нижней части защитных кожухов.

На подогревающие оборудование предусмотрены специальные разъемы, предназначенные для удобной установки в состав выключателя.

Систему заправки полюсов выключателя элегазом образуют:

- клапаны автономной герметизации (КАГ) полюсов;
- три датчика плотности (по одному на каждый полюс), представляющих собой электроконтактный манометр, снабженный устройством температурной компенсации, приводящим показания манометра к температуре 200С, и имеющий три пары контактов, одна из которых предназначена для сигнализации об опасном уровне снижения плотности элегаза из-за его утечки (и необходимости пополнения), а две других - для автоматического отключения аппарата с блокировкой цепи включения или для блокирования управления выключателем вообще (что определяется проектом подстанции);
- соединительные ниппели с гайками и уплотнениями для присоединения датчиков плотности к полюсам[9].

Использующийся элегаз для заправки выключателя соответствует всем требованиям ТУ 6-02-1249-83.

Выключатель ВТБ-110 кВ имеет следующие параметры:

Номинальное напряжение, кВ

Наибольшее рабочее напряжение, кВ 126

Номинальный ток, А 2000

Номинальный ток отключения, кА 40

Наибольший пик тока включения, кА 102

Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения 40

Наибольший пик сквозного тока короткого замыкания, кА: 102

Начальное действующее значение периодической составляющей сквозного тока КЗ, кА 40

Ток термической стойкости, кА 40

Время протекания тока термической стойкости, с 7

Собственное время отключения, сек 0,032

Полное время отключения, сек 0,06

Собственное время включения, сек, не более 0,08

Количество встроенных трансформаторов тока для приборов измерения и учета электроэнергии и для приборов релейной защиты на полюс, шт. До 8

Номинальный первичный ток трансформаторов тока, А от 200 до 3000

Номинальный вторичный ток трансформаторов тока, А 5 или 1

Классы точности трансформаторов тока: 0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5; 1; 5P; 10P

Вычислим расчетные характеристики, которые будут использоваться для сравнения каталожных и расчетных данных.

Определим номинальный ток апериодической составляющей:

$$I_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,62 \text{ кА.}$$

Ток апериодической составляющей в месте установки:

$$t_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,44 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,02}} = 0,242 \text{ кА.}$$

Ток термической стойкости:

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 7 = 11200 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Полный импульс квадратичного тока КЗ в месте установки:

$$B_{\kappa} = 3,44^2 \cdot (2,06 + 0,02) = 24,613 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Сравниваемые каталожные и расчетные данные для выключателя ВТБ-110 (У1, УХЛ1) отражены в таблице ниже.

Таблица 3 – Параметры выбора выключателя ВТБ-110

Каталожные данные	Расчетные данные (Q лин)	Расчетные данные (Q СТ)	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 685 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 131 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{П.О}^{(3)} = 3,44 \text{ кА}$	$I_{П.О}^{(3)} = 3,44 \text{ кА}$	$I_{П.О}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$I_{a.ном} = 22,62 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} = 0,242 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} = 0,242 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном}$
$i_{вкл} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,109 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,109 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{П.О}^{(3)} = 3,44 \text{ кА}$	$I_{П.О}^{(3)} = 3,44 \text{ кА}$	$I_{П.О}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,109 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,109 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{П.О}^{(3)} = 3,44 \text{ кА}$	$I_{П.О}^{(3)} = 3,44 \text{ кА}$	$I_{П.О}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 11200 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_{\kappa} = 24,613 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} = 24,613 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Представленный выше выключатель проходит по условиям выбора и проверки, поэтому может быть установлен.

Для ОРУ 35 кВ примем к установке выключатель ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1. (выключатель элегазовый баковый электромагнитный) основной его

задачей, как и у выключателя на высокой стороне, является включение и отключение электрических цепей и устройства АПВ при различных режимах работы. Работает на напряжение 35 кВ и на частоте 50 и 60 Гц.

Выключатель включает в себя несколько устройств, непосредственно выключателя и установленных в нем трансформаторов тока. Бак заземлен и состоит из цельного металла, внутри расположены статические и динамические контакты, средства для гашения дуги, осуществляющие гашение за счет вращения ее в магнитном поле.

Любой из трансформаторов тока входящий в состав выключателя состоит из двух обмоток и сердечников, предназначенных для защиты и измерений. Переход от одного коэффициента трансформации к другому осуществляется без демонтажа электрооборудования. Вмонтированы выпрямители напряжения.

Выключатель снабжен электроконтактным сигнализатором давления элегаза с температурной компенсацией, автоматически приводящей его показания к температуре +20°C. Сигнализатор обеспечивает визуальный контроль за уровнем давления элегаза в выключателе и имеет две уставки: на предупредительный сигнал при понижении давления до 0,33 МПа и на отключение при падении давления ниже 0,3 МПа. Выключатель соответствует всем требованиям[10].

Сравниваемые каталожные и расчетные данные отражены в таблице ниже.

Таблица 4 – Параметры выбора выключателя ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные (Q лин)	Расчетные данные (Q СТ)	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 505 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 412 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$

$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^{(3)} = 3,594 \text{ кА}$	$I_{п.о}^{(3)} = 3,594 \text{ кА}$	$I_{п.о}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$I_{а.ном} = 5,66 \text{ кА}$	$i_{а,\tau} = 0,249 \text{ кА}$	$i_{а,\tau} = 0,249 \text{ кА}$	$i_{а,\tau} \leq i_{а,ном}$
$i_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,25 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,25 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^{(3)} = 3,594 \text{ кА}$	$I_{п.о}^{(3)} = 3,594 \text{ кА}$	$I_{п.о}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,25 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,25 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{п.о}^{(3)} = 3,594 \text{ кА}$	$I_{п.о}^{(3)} = 3,594 \text{ кА}$	$I_{п.о}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{пер}^2 \cdot t_{пер} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 25,446 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 25,446 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{пер}^2 \cdot t_{пер}$

Представленный выше выключатель проходит по условиям выбора и проверки, поэтому может быть установлен.

В КРУРН-6 кВ примем к установке ячейки КРУ-СЭЩ-59 производства ЗАО «Электроцит». Выключатели возьмем вакуумные того же поставщика оборудования, марка выключателей ВВУ-СЭЩ-П9-6-40/2500 УХЛ5.1.

Вакуумные выключатели типа ВВУ-СЭЩ-П9-6 с пружинномоторными приводами предназначены для работы в комплектных распределительных устройствах рудничного назначения КРУРН-6 и комплектных распределительных устройствах взрывобезопасного назначения КРУВ-6 (в дальнейшем именуемых – КРУРН и КРУВ) на класс напряжения 6 кВ трехфазного переменного тока частоты 50 Гц.

Основной его задачей является автоматическое включение и отключение электрических цепей при нормальном режиме работы и в условии аварии [11].

Сравниваемые каталожные и расчетные данных для выключателя ВВУ-СЭЩ-П9-6-40/2500 УХЛ5.1 отражены в таблице ниже.

Таблица 5 – Параметры выбора выключателя ВВУ-СЭЩ-П9-6-40/2500 УХЛ5.1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	4
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 2406 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{п.о}^{(3)} = 16,105 \text{ кА}$	$I_{п.о}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$I_{а.ном} = 22,620 \text{ кА}$	$i_{а,τ} = 1,116 \text{ кА}$	$i_{а,τ} \leq i_{а,ном}$
$i_{вкл} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 41,452 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{п.о}^{(3)} = 16,105 \text{ кА}$	$I_{п.о}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 41,452 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{п.о}^{(3)} = 16,105 \text{ кА}$	$I_{п.о}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_k = 389,057 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Представленный выше выключатель проходит по условиям выбора и проверки, поэтому может быть установлен.

#### 4.2 Выбор разъединителей

Разъединитель – называют устройство, предназначенное для разъединения электрической цепи с малыми токами или без тока совсем, который имеет изоляционных промежутков в отключенном положении, цель разъединителей, показ видимого разрыва цепи. Разъединителями нельзя отключать

Электрическую цепь, находящуюся под нагрузкой отключать разъединителями запрещено, так как это может повлечь за собой нарушение стабильности дуги, что в свою очередь вызывает неполадки между фазами[6].

Выбор и проверку выключателей произведем по следующим основным параметрам:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (23)$$

- по максимальному рабочему току

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном} \quad (24)$$

- по току электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (25)$$

- по току термической стойкости:

$$B_k \leq I_{пер}^2 \cdot t_{пер}, \quad (26)$$

- по конструкции;

- по условиям установки.

На ОРУ 110 кВ примем к установке разъединители наружной установки, двухколонковый, с заземляющими ножами РНДЗ-110/1000У1

Разъединитель РНДЗ-110 имеет следующие технические параметры:

Номинальное напряжение, кВ 110

Наибольшее напряжение, кВ 126

Номинальный ток, А, не менее 1000

Ток термической стойкости, кА 31,5

Наибольший пик сквозного тока (ток электродинамической стойкости),

кА 64; 102; 125

Сравниваемые каталожные и расчетные данных для разъединителя РНДЗ - 110/1000 УХЛ1 отражены в таблице ниже.

Таблица 6 – Параметры выбора разъединителя РНДЗ – 110/1000 УХЛ1.

Каталожные данные	Расчетные данные (Q лин)	Расчетные данные (Q СТ)	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 685 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 131 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,109 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,109 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с.}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_k = 25,446 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 25,446 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{пер}^2 \cdot t_{пер}$

Представленный выше разъединитель проходит по условиям выбора и проверки, поэтому может быть установлен.

Для ОРУ 35 кВ возьмем разъединитель марки РЛНД-35/630 УХЛ1. (разъединитель линейный наружной установки исполнение двухколонковое).

Разъединители типа РЛНД предназначены для универсального использования в высоковольтных сетях и на открытых подстанциях переменного тока частотой 50 Гц, секционирования сетей и отсоединения от сети потребителей без тока нагрузки, для образования видимого промежутка в линии.

Эти разъединители являются универсальными для применения в различных сетях и на подстанции с частотой 50 Гц, отключение потребителей осуществляется без тока нагрузки, для создания видимого разрыва.

Производятся разъединители в виде двух или трехполюсного оборудования, один полюс представлен в виде статической, а другой

динамической колонки, разворачивание ножей происходит в горизонтальной плоскости. Управление разъединителями осуществляется за счет не автоматического привода.

В среднем срок эксплуатации данного оборудования достигает 10 лет, если разъединитель не подвергался серьезному ремонту.

С учетом погоды и климата максимально возможное тяжение проводов должно не превышать 200 Н[12].

Сравниваемые каталожные и расчетные данных для разъединителя РЛНД-35/630 УХЛ1 отражены в таблице ниже.

Таблица 7 – Параметры выбора разъединителя РЛНД-35/630 УХЛ1.

Каталожные данные	Расчетные данные (Q лин)	Расчетные данные (Q СТ)	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 505 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 412 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 25 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,109 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,25 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с.}$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 25^2 \cdot 1 = 625 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_k = 25,833 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 25,833 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{пер}^2 \cdot t_{пер}$

Представленный выше разъединитель проходит по условиям выбора и проверки, поэтому может быть установлен.

Для КРУРН – 6 кВ устанавливать разъединители нет нужды, в результате и выбор разъединителей не будет.

### 4.3 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения служат для преобразования высокого напряжения сети в более низкое, для питания измерительных приборов, а также средств защиты и автоматики. Являются средством защиты человека от

напряжения вторичных цепей. Трансформаторы напряжения практически не чем не отличаются от обычных силовых трансформаторов.

Трансформаторы напряжения в сравнении с силовыми трансформаторами отличаются разве только тем, что мощность первых в несколько раз меньше. При достаточно низкой мощности трансформатора напряжения, можно добиться его работы в режиме холостого хода[5].

Выбор и проверку трансформаторов напряжения произведем по следующим основным параметрам:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (27)$$

- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} \quad (28)$$

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

$S_{2\Sigma}$  - нагрузка всех приборов реле, присоединенных к ТН.

При превышении заданной номинальной мощности, путем сложения мощности всех измерительных приборов, необходимо установить второй трансформатор, чтобы всю нагрузку приборов поделить между двумя трансформаторами напряжения.

В качестве примера выберем трансформатор напряжения на высокой стороне. Список устройств, их общая мощность и количество отражены в таблице 8.

Таблица 8 – Вторичная нагрузка ТН на высокой стороне (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	2	10
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	7,5	2	15
Частотомер	СС3021	5	2	10
Счетчик акт. и реакт. эл.энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1	4	4
Ваттметр	СР3021	5	4	20
Варметр	СВ3021	5	4	20
Итого				79

Связь приборов со вторичной обмоткой трансформатора напряжения буде осуществляться по кабелю. Расчет необходимых параметров и выбор кабеля осуществляется с нахождения допустимой потери напряжения:

$$q_{\min} = \rho \cdot \frac{l_{np} \cdot I_2}{\Delta U_{2\text{дон}} \cdot U_{2H}} \cdot 100\%, \quad (29)$$

где  $\Delta U_{2\text{дон}} = 0,5\%$  - допустимые потери напряжения;

$U_{2H} = \frac{100}{\sqrt{3}}$  кВ - напряжение на вторичной обмотке.

Ток во вторичной обмотке будет определяться как:

$$I_2 = \frac{S_{2p}}{U_{2H}}, \quad (30)$$

$$I_2 = \frac{79 \cdot \sqrt{3}}{100} = 1,368 \text{ А.}$$

Определим минимальное сечение, которое будет равно:

$$q_{\min} = 0,0185 \cdot \frac{100 \cdot 1,368 \cdot \sqrt{3}}{0,5 \cdot 100} = 0,088 \text{ мм}^2.$$

Так как при решении сечение получилось меньше минимального допустимого в соответствии с ПУЭ, в связи с этим примем к установке медный кабель марки ВВГ с принятым сечением 1,5 мм<sup>2</sup>[25].

На высокой стороне установим трансформатор напряжения типа НАМИ-110 УХЛ1 (антирезонансный однофазный трансформатор напряжения) фирма изготовитель «РЭТЗ Энергия». Устанавливается в сетях с частотой переменного тока 50 Гц, главной целью которого является передача информации на измерительные приборы, а также аппаратуре, релейной защиты, и автоматики. Конструкция трансформатора НАМИ-110 одноступенчатая не каскадная. Трансформатор состоит из активной части, которая помещается в металлический корпус. В верхней части корпуса находится фарфоровая изоляционная крышка, на которой имеется металлический компенсатор давления, состоящий из маслорасширителя и масляного затвора емкостью 1л. Компенсатор закрывается специальным металлическим защитным колпаком, на котором имеется прорезь для визуальной возможности контролировать уровень масла. Такой компенсатор служит для компенсации изменения объема масла, которое происходит вследствие температурных изменений, а также обеспечивает защиту внутренней изоляции от увлажнения. Масляный затвор сообщается с окружающей средой через дыхательную пробку.

Трансформаторы данной марки за счет не большого количества масла обладают достаточно хорошей пожаро- и взрывобезопасностью. ГК марка масла используемая для заполнения трансформатора[13].

Сравниваемые каталожные и расчетные данных для трансформатора напряжения НАМИ-110 УХЛ1 отражены в таблице 9.

Таблица 9 – Сопоставление каталожных и расчетных данных НАМИ-110

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 400$ ВА	$S_{2\Sigma} = 79$ ВА	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Аналогичным образом производится выбор трансформаторов напряжения на ОРУ – 35 кВ. Примем антирезонансные трансформаторы напряжения 35 кВ типа НАМИ-35 УХЛ1.

Так же выполним выбор оборудования на среднюю сторону. Установим трансформатор марки НАМИ-35 УХЛ1 фирмы изготовитель «РЭТЗ Энергия».

Список необходимых устройств, их общая мощность и количество отражены в таблице 10.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка ТН в ОРУ 35 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	2	10
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	7,5	2	15
Частотомер	СС3021	5	2	10
Счетчик акт. и реакт. эл.энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1	5	5
Ваттметр	СР3021	5	5	25
Варметр	СВ3021	5	5	25
Итого				

Таблица 11 – Сопоставление каталожных и расчетных данных НАМИ-35

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 360$	$S_{2\Sigma} = 90$ ВА	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Для связи аппаратуры возьмем кабель марки ВВГ с принятым сечением 1,5 мм<sup>2</sup>.

Представленный выше трансформаторы напряжения проходят по условиям выбора и проверки, поэтому могут быть установлены.

Для КРУРН – 6 кВ устанавливать трансформаторы напряжения нет нужды, в результате и выбор ТН не будет.

#### **4.4 Выбор трансформаторов тока**

Трансформаторы тока служат для преобразования тока большей величины в более низкую, для удобного подключения измерительных электрических приборов. Ток проходящий через трансформатор тока в зависимости от поставленной задачи изменяется путем перехода из одной системы в другую. Широкое применение трансформатор тока получил и в устройствах релейной защиты. Кроме основной функции преобразования тока, ТТ применяются и в защите оборудования от токов КЗ. Трансформаторы тока должны обладать высокой точностью. Так как в реальном коэффициенте трансформации присутствует синфазная и квадратурная составляющая, то значения коэффициента всегда отличаются от номинального. Разницу (погрешность) необходимо учитывать при измерениях. На результаты измерений влияют также угловые погрешности.

У всех ТТ погрешность отрицательна, так как у них всегда присутствуют потери от намагничивания и нагревания токовых катушек. С целью устранения отрицательного знака погрешности, для смещения параметров трансформации в положительную сторону, применяют витковую коррекцию. Поэтому в откорректированных устройствах привычная формула для вычислений не работает. Поэтому коэффициенты трансформации в таких аппаратах производители определяют опытным путем и указывают их в техпаспорте[5].

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (31)$$

где  $Z_2$  - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx R_2 \quad (32)$$

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

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k \quad (33)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине  $l$  соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм<sup>2</sup> по меди и 4 мм<sup>2</sup> по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм<sup>2</sup>. Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что  $Z_{пров} = R_{пров}$  [6].

Список необходимых устройства на высокой стороне, их общая мощность и количество отражены в таблице 12.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	7КТ1 1	4		
Ваттметр	7КТ1 30	4		

Варметр	7КТ1 30	4		
Счетчик АЭ	7КТ1 16	0.8	0.8	0.8
Счетчик РЭ	7КТ1 16	0.8	0.8	0.8
ИТОГО		16.8		

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5.

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2ном} \geq \Sigma (Z_{приб} + Z_{пр} + Z_{к}). \quad (34)$$

На стороне ОРУ 110 кВ выберем ТТ серии ТВТ-110-2-200/5-1.

Трансформаторы тока данной марки используются для ряда задач, такие как передачи информации измерительным приборам, аппаратам релейной защиты и автоматики. Работают трансформаторы тока на частоте 50 Гц и выше.

Трансформаторы тока размещаются на вводах внутри оболочек силовых трансформаторов или автотрансформаторов [14].

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_{нагр} = \Sigma r_{приб} + r_{пр} + r_{к}. \quad (35)$$

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$r_{пр} = r_{2ном} - \Sigma r_{приб} - r_{к}. \quad (36)$$

где  $r_{пр}$  - сопротивление проводов;

$r_{2ном} = 4,62$  Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\Sigma r_{приб}$  - суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на напряжение 110 кВ, определяется по формуле:

$$\Sigma r_{приб} = \frac{\Sigma S_{приб}}{I_{2H}^2}, \quad (37)$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

Произведем вычисление по формуле:

$$\Sigma r_{ПРИБ} = \frac{16,8}{5^2} = 0,672 \text{ Ом.}$$

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

Исходя из этого примерное сопротивление провода равно:

$$r_{np} = 4,62 - 0,672 - 0,05 = 3,898 \text{ Ом.}$$

Сечение провода найдем по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}}, \quad (38)$$

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

$\rho = 0,0283$  - удельное сопротивление материала (алюминий).

Прямая зависимость длины кабеля от напряжения показана в таблице 13.

Таблица 13 – Зависимость длины соединительных проводов напряжения

U <sub>н</sub> , кВ	l, м
110	60
35	48
6	4

Сечение рассчитаем по формуле:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 60}{3,898} = 0,436 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 6 мм<sup>2</sup>.

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,672 + 0,283 + 0,05 = 1,005 \text{ Ом}.$$

Сравниваемые каталожные и расчетные данных для ТТ отражены в таблице 14.

Таблица 14 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 200 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 131 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$Z_{2ном} = 4,62 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,005 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$i_{дин} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,109 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 11200 \text{ кА}^2\text{с}.$	$B_k = 24,613 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{пер}^2 \cdot t_{пер}$

Представленный выше ТТ проходит по условиям выбора и проверки, поэтому может быть установлен.

На стороне ОРУ 35 кВ выберем трансформатор тока ТВТ-35-3-600/5-1.

Список необходимых устройства на средней стороне, их общая мощность и количество отражены в таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	7КТ1 1	5		
Ваттметр	7КТ1 30	5		
Варметр	7КТ1 30	5		
Счетчик АЭ	7КТ1 16	0.8		0.8
Счетчик РЭ	7КТ1 16	0.8	0.8	

ИТОГО		18.2
-------	--	------

Проверка ТТ на напряжения 35 кВ будет проводится также как трансформатора тока на напряжение 110 кВ.

Сравниваемые каталожные и расчетные данных для ТТ отражены в таблице 16.

Таблица 16 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 600$ А	$I_{раб.мах} = 505$ А	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$Z_{2ном} = 4,62$ Ом	$Z_2 = 1,061$ Ом	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$i_{дин} = 40$ кА	$i_{уд} = 9,25$ кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200$ кА <sup>2</sup> с.	$B_k = 25,446$ кА <sup>2</sup> с	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Представленный выше ТТ проходит по условиям выбора и проверки, поэтому может быть установлен.

На стороне НН выбираем трансформатор тока согласно комплектации КРУРН. Выберем трансформатор тока ТЛМ-6-2500/5-4.

Трансформатор тока на стороне НН подключается к двум фазам А и С.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	7КТ1 1	11		
Ваттметр	7КТ1 30	2		
Варметр	7КТ1 30	2		
Счетчик АЭ	7КТ1 16	0.8		0.8
Счетчик РЭ	7КТ1 16	0.8	0.8	
ИТОГО		18.2		

Проверка ТТ на напряжения 6 кВ будет проводится также как трансформатора тока на напряжение 35, 110 кВ.

Сравниваемые каталожные и расчетные данных для ТТ отражены в таблице 18.

Таблица 18 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 2406 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$Z_{2ном} = 4,62 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,061 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$i_{дин} = 120 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,109 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_k = 389,057 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{пер}^2 \cdot t_{пер}$

Представленный выше ТТ проходит по условиям выбора и проверки, поэтому может быть установлен.

#### 4.5 Выбор и проверка шин

Гибкая ошиновка выполняется для всех напряжений в ОРУ и ЗРУ напряжением 110 кВ с помощью подвешиваемых на линейных изоляторах гибких голых проводов.

Выполняется алюминиевыми к сталеалюминиевыми проводами. Ответвления и присоединения проводов к аппаратуре осуществляются прессуемыми зажимами. В целях экономии меди применение для ошиновки ОРУ медных проводов запрещается.

Гибкая ошиновка применяется для присоединения ячеек ввода 35 кВ и КРУ 6 (10) кВ к силовому трансформатору. С одного конца провод опрессовывается аппаратными зажимами, другой конец опрессовывается на месте монтажа подстанции после уточнения длины[5].

Выбор сечения шин производится по длительно допустимому току:

$$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{дон}} \quad (39)$$

На стороне высокого напряжения будет использоваться ошиновка проводами марки АС-300/39 изготовленная из сталеалюминия. Осуществляется проверка по допустимому току:

$$685 \leq 710 \text{ А.}$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq q, \quad (40)$$

где  $C$  – коэффициент, зависящий от материала провода; для алюминия равен 90.

Проверим выбранное сечение на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{24,613}}{90} = 55,12 \text{ мм}^2,$$

$$55,12 \leq 300 \text{ мм}^2.$$

Термическую стойкость, это сечение проходит.

Проверка на электродинамическую стойкость не нужна, так как ток трехфазного КЗ равен 2,258 кА, а это намного меньше тока по условию  $I_{\text{п.о}}^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$ [6].

Проверка провода по условию короны является последним этапом выбора гибкой ошиновки. Напряжение требуемое для проверке не должно быть ниже 35 кВ[15].

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (41)$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (0,82 для многопроволочных проводов);

$r_0$  – радиус провода, в см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \cdot \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (42)$$

где  $U$  – линейное напряжение, кВ;

$D_{cp}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

Провода не будут коронировать, если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (43)$$

Вычислим критическую напряжённость провода марки АС-300/39, она определяется по формуле:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}} \right) = 31,63 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит:

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{1,2 \cdot \lg \cdot \frac{504}{1,2}} = 12,401 \text{ кВ.}$$

Проверим исходя из условия по формуле (33):

$$1,07 \cdot 12,401 \leq 0,9 \cdot 31,63,$$

$$13,269 \leq 28,467.$$

Условие выполняется, а значит, коронный разряд возникать не будет. Выбранное сечение АС-300/29 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в ОРУ 110 кВ[6].

На стороне среднего напряжения сделаем выбор гибкого токопровода. Для начала можно взять провод марки АС-240.

$$505 \leq 605 \text{ А.}$$

Проверяем на термическую стойкость:

Произведем проверку на термическую стойкость:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{25,446}}{90} = 56,05 \text{ мм}^2,$$

Проверка на электродинамическую стойкость не нужна, так как ток трехфазного КЗ равен 3,594 кА, а это намного меньше тока по условию.

Выбранный нами провод проходит проверку по условиям.

В качестве токопровода для связи КРУРН - 6 кВ с трансформатором будем использовать, пучок из нескольких проводов, скрученных по окружности в кольцах-обоймах. В качестве токопроводящих жил будем использовать 3 провода марки А-150. В качестве несущих проводов будем использовать 3 провода АС-150/24.

Для соединения КРУРН - 6 кВ и трансформатора, возьмем связку из 3 проводов марки АС-150/24.

Выполним проверку по допустимому току:

$$2406 \leq 2568 \text{ А.}$$

Минимально допустимое сечение по термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{421,55}}{90} = 228 \text{ мм}^2,$$

Сечение полученного токопровода больше минимального возможного, что проходит по условию.

Проверка на электродинамическую стойкость также не нужна, так как ток трехфазного КЗ равен 16,105 кА, а это меньше тока по условию.

На стороне среднего и низкого напряжения используется жесткая ошиновка в качестве сборных шин. Так как эти параметры были выставлены на заводе изготовителя, то и определять сечения шин и проводить их выбор не нужно[6].

Произведем выбор по следующим условиям:

по длительно допустимому току, (30);

по току термической стойкости, (25);

по току электродинамической стойкости, (26).

Сравниваемые каталожные и расчетные данных для жестких шин на стороне среднего и низкого напряжения отражены в таблице 19 и 20.

Таблица 19 – Сравнение каталожных и расчетных данных для жестких шин на стороне среднего напряжения

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия проверки
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 505 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,25 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_{к} = 25,446 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{пер}^2 \cdot t_{пер}$

Таблица 20 – Сравнение каталожных и расчетных данных для жестких шин на стороне низкого напряжения

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия проверки
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 2406 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 41,452 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_{к} = 389,057 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{пер}^2 \cdot t_{пер}$

## 4.6 Выбор изоляторов

Изолятор – электрический аппарат, используемый для изоляции и связи электроустановок и отдельных частей, находящихся под разного рода потенциалами. Помимо этого, они изолируют проводники при прохождении через стены, позволяют отделить электроустановки друг от друга и прочие несущие функции. Классифицируются изоляторы по таким признакам как из какого материала произведено, определенными техническими параметрами, правилами использования и конструктивному исполнению. Существует несколько основных видов исполнения изоляторов, такие как опорные, подвесные и проходные.

В зависимости от места установки их подразделяют на внутренней и наружной. Также немаловажное значение играет класс напряжения, на который рассчитан тот или иной изолятор. Из-за чего будет отличаться его конструктивное исполнение и определенные технические характеристики, определяющие возможность их применения в тех или иных электроустановках[5].

Выбор любых изоляторов начинается с определения длины пути утечки:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K, \quad (44)$$

где  $\lambda_3$  - удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ;

$U$  - наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ;

$K$  - коэффициент эффективности.

Количество изоляторов в составе гирлянды находится по формуле:

$$m = \frac{L}{L_{II}}, \quad (45)$$

где  $L_{II}$  - длина пути утечки одного изолятора.

К полученному числу изоляторов на стороне высокого напряжения следует прибавить еще 2 изолятора.

Длина пути утечки составит:

$$L = 1,6 \cdot 115 \cdot 1,1 = 202,4 \text{ см.}$$

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС70Е с длиной пути утечки  $303 \pm 13$  мм, возьмем усредненное 310 мм.

Возьмем для системы шин на высокой стороне изоляторы марки ПС70Е, выполнены данные изоляторы из стекла, исполнение тарельчатое, длина пути утечки по справочным данным  $303 \pm 13$  мм, возьмем усредненное 310 мм[6].

Найдем количество изоляторов в составе гирлянды:

$$m = \frac{202,4}{31} = 6,529$$

На стороне высокого напряжения получится 7 изоляторов. Для связи ошиновки на средней и низкой стороне, а также крепления токоведущих частей на стороне высокого напряжения будем использовать опорные изоляторы.

Опорные изоляторы выбираются по следующим параметрам:

Выбор опорных изоляторов производится по определенным характеристикам:

по напряжению установки, (27);

по месту установки;

по допустимой механической нагрузке, Н:

$$F_{расч} \leq F_{дон}, \tag{46}$$

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

$F_{дон}$  - допустимая нагрузка на головку изолятора.

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (47)$$

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

В соответствии с ПУЭ вычисленная нагрузка не может быть больше 60% от разрушающей нагрузки, указанной заводом изготовителем для данного изолятора[25].

Определим силу, влияющую на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (48)$$

где  $a$  – расстояние между фазами;

$l$  - длина пролета между изоляторами.

На стороне высокого напряжения выберем опорный изолятор серии ОСК-10-110-Б02-1 (изолятор опорный стержневой кремнийорганический).

Производятся изоляторы данной серии на основе стержня из стеклопластика с покрытой специальной композитной оболочкой.

Электрическая прочность стеклопластикового стержня вдоль волокон не менее 3,5 кВ/мм.

Цельнолитой способ изготовления оболочки обеспечивает стойкость к проникновению воды под защитную оболочку.

Конструкция фланцев изоляторов не имеет углублений, приводящих к скапливанию воды. Сварные швы стальных фланцев обеспечивают герметичность внутреннего объема изолятора.

Фланцы и крепежные элементы имеют антикоррозийное защитное покрытие, соответствующее требованиям и рассчитанное на полный срок эксплуатации изоляторов[16].

Допустимая нагрузка данного изолятора находится по формуле:

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

Расчетная сила, действующая на изгиб, определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{9250^2}{1} \cdot 10 \cdot 10^{-7} = 148,2 \text{ Н.}$$

Сравним с условием:

$$148,2 \leq 6000 \text{ Н.}$$

Запаса прочности выбранного нами изолятора хватает, поэтому его можно установить на стороне высокого напряжения.

На сторону среднего напряжения выбираем шинные опоры ШОП-35-1-2 УХЛ1.

Срок эксплуатации 30 лет, благодаря применению кремнийорганической изоляционной оболочки на изоляторе; высокая стойкость к воздействию кислот и щелочей, к ультрафиолетовому облучению; трекингоэрозинная стойкость; высокие гидрофобные свойства; лёгкий вес; более стоек к актам вандализма; устойчив к ошибкам персонала при монтаже и эксплуатации.

Шинная опора при нагрузках, превышающих разрушающие не падает на землю, а только изгибается.

Цена шинной опоры на базе современного полимерного изолятора типа ОСК меньше стоимости шинной опоры на фарфоровых изоляторах, при значительно более высоких эксплуатационных характеристиках.

Шинные полимерные опоры ШОП-35-2 УХЛ1 подвергаются приемосдаточным испытаниям по 15 показателям, включающим:

- приложение испытательной силы на изгиб, контроль прогиба, контроль отсутствия пластической деформации;
- приложение испытательного крутящего момента в течение 1 мин., контроль угла закручивания, контроль отсутствия пластической деформации при кручении;
- приложение испытательного переменного кратковременного напряжения в сухом состоянии;
- определение уровня частичных разрядов;
- определение стойкости к проникновению красящей жидкости;

- определение адгезии оболочки к изоляционному телу;
- испытание на проникновение воды;
- испытание образцов от партии до разрушения на изгиб, кручение, растяжение;
- испытание образцов от партии изоляторов путем кипячения в соленой воде в течение 42 часов с последующим приложением импульсов напряжения с крутым фронтом, имитирующем разряд молнии;
- термомеханические испытания четырех циклов по 24 часа охлаждения до 60 градусов и нагревания до 50 градусов с одновременным приложением механической разрушающей силы[17].

Допустимая нагрузка данного изолятора находится по формуле:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 1480 = 888 \text{ Н.}$$

Расчетная сила, действующая на изгиб, определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{13390^2}{1} \cdot 12 \cdot 10^{-7} = 372,65 \text{ Н.}$$

Сравним с условием:

$$372,65 \leq 888 \text{ Н.}$$

Запаса прочности выбранного нами изолятора хватает, поэтому его можно установить на стороне среднего напряжения.

Так же выберем опорный изолятор для стороны низкого напряжения.

Для начала можно принять изолятор марки SM-25 6 кВ. Изоляторы шинные SM служат для крепления токоведущих шин внутри силовых шкафов и сборок с целью фиксации и изоляции токоведущих частей от корпуса и панелей сборки, с последующим подключением силовых проводников для распределения электроэнергии внутри щита. Изолятор SM крепится с одной стороны с помощью болта к монтажной пластине или корпусу, с другой стороны к изолятору крепится токоведущая шина. Каждая шина устанавливается минимум на двух изоляторах (на концах шины), а также

возможна установка промежуточных изоляторов (в зависимости от схемы монтажа и длины шины)[18].

Допустимая нагрузка для данного изолятора:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 23500 = 14100 \text{ Н.}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{24700^2}{1} \cdot 7 \cdot 10^{-7} = 739,7 \text{ Н.}$$

Проверка по условию:

$$739,7 \leq 14100 \text{ Н.}$$

Данный изолятор соответствует условию и может быть установлен.

В ОРУ 35 кВ предлагаются к установке опорные изоляторы типа ИОСК 5-35 УХЛ1 (Опорный стержневой полимерный изолятор наружной установки).

Предназначены для изоляции и крепления токоведущих частей в электрических аппаратах и в распределительных устройствах электростанций и подстанций переменного тока напряжением 35 кВ частотой до 100 Гц при температуре окружающего воздуха от - 60 до + 50<sup>0</sup>С. Исполнение УХЛ 1 согласно условиям[19].

#### **4.7 Выбор ОПН**

Ограничитель перенапряжения нелинейный (ОПН) — оборудование, используемое для защиты от внутренних и грозовых перенапряжений. ОПН состоят из определенного числа варисторов и для определенного напряжения сети число колонок варисторов изменяется.

Защитные свойства ОПН основаны на нелинейности вольтамперной характеристики их рабочих элементов, обеспечивающей заметное снижение сопротивления при повышенных напряжениях и возврат в исходное состояние после снижения напряжения до нормального рабочего.

При перенапряжении ограничители перенапряжений начинают снижать уровень перенапряжения до не опасного для электрооборудования. Когда

уровень перенапряжения приходит в норму, когда ОПН возвращаются в прежнее состояние[5].

Технические характеристики:

При выборе конкретной модели ограничителя перенапряжения обязательно учитываются такие параметры устройства:

Время срабатывания – характеризует скорость открытия полупроводникового элемента ограничителя после нарастания напряжения.

Рабочее напряжение – определяет величину электрической энергии, которую ОПН может выдерживать без нарушения работоспособности в течении любого промежутка времени.

Номинальное повышенное напряжение – значение рабочей величины, которое ОПН способен выдерживать в течении 10 секунд, также нормируется совместно с остаточным напряжением, которое остается в сети.

Ток утечки – возникает как результат приложения напряжения к ограничителю перенапряжения и определяется его омическим сопротивлением или параметрами резисторов. В исправном состоянии этот параметр составляет сотые или тысячные доли ампер, перетекающие по рубашке и полупроводнику от источника к проводу заземления.

Разрядный ток – величина, образующаяся при импульсных скачках, в зависимости от источника перенапряжения разделяется на атмосферные, электромагнитные и коммутационные импульсы.

Устойчивость к току волны перенапряжения – определяет способность сохранять целостность всех элементов конструкции в аварийном режиме[20].

ОПН определяется по допустимому уровню напряжения, по формуле:

$$U_{нд} \geq \frac{U_{н.р.}}{\sqrt{3}}, \quad (49)$$

где  $U_{нд}$  - наибольшее допустимое напряжение ОПН;

$U_{н.р.}$  - наибольшее рабочее напряжение сети.

Чтобы увеличить надежность ОПН, выбор производят с небольшим отклонением в большую сторону по длительно-допустимому рабочему напряжению.

Рассчитаем величину рабочего напряжения ОПН:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{U_{max.раб}}{K_B}, \quad (50)$$

где  $U_{max.раб}$  - рабочее максимальное напряжение;

$K_B$  - коэффициент, который можно найти по кривым  $K_B = f(\tau)$  (кривая приведена на Рисунке 5)[6].

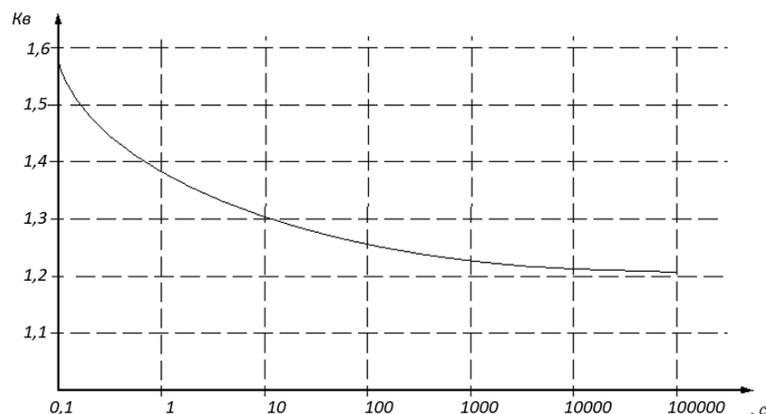


Рисунок 5 – График зависимости коэффициента  $K_B$  от длительности перенапряжения

Рабочее напряжение не может превышать при обычном режиме работы 1,2 номинального напряжения в сетях не выше 35 кВ (35 не входит), а также 1,15 номинального напряжения в сети от 35 до 220 кВ[6].

Найдем импульсный ток, проходящий через ОПН.

Если ОПН устанавливается на удаленном конце линии, то:

$$I_K = \frac{(U - U_{ocm})}{Z_B}. \quad (51)$$

Если ОПН устанавливаем на питающем конце линии (на шинах питающей подстанции), то:

$$I_K = \frac{(U - U_{ocm})}{Z_B} \cdot \left( 1 + \frac{Z_B}{\beta \cdot L_{II}} \right), \quad (52)$$

где  $U$  - амплитуда неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ocm}$  - остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе  $I_K$ , кВ;

$Z_B$  - волновое сопротивление линии, Ом;

$L_{II}$  - предвключенная индуктивность питающей подстанции;

$\beta$  - расчетная частота.

Так как импульсный ток зависит от остающегося напряжения на варисторах ОПН, значение можно найти пересечением вольтамперной характеристики и кривой нагрузки в точке.

Таблица 21 - Характеристики коммутационных токов

$U_{ном}$ , кВ	$I_K$ для ОПН, устанавливаемых на подстанциях
10	200-500
35	350-600
110	300-500
220	400-600

Удельная энергоёмкость ОПН рассчитывается по формуле, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (53)$$

где  $\mathcal{E}$  – энергия, поглощаемая ОПН;

$U_{ном}$  - номинальное напряжение ОПН.

Расчет энергии поступающей в ОПН, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (54)$$

где  $U$  - величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$T$  - время распространения волны, мкс;

$n$  - количество последовательных токовых импульсов.

ОПН установлены на все виды напряжения. Так как гарантированное время использование ОПН, без серьезных аварийных ситуаций равна 25 лет, а замена ОПН производилась на ОРУ 110 кВ и 35 кВ в 2005 году, и в КРУРН 6 кВ на обе секции шин производилась в 2011 году, то менять ОПН нет необходимости.

#### **4.8 Выбор аккумуляторных батарей**

Аккумуляторные батареи являются резервным источником постоянного оперативного тока на ПС 110-330-750 кВ. В аварийных режимах аккумуляторные батареи должны обеспечить работу оборудования в течение 1 часа с необходимым уровнем напряжения. В качестве постоянно несущих нагрузку источников постоянного оперативного тока применяются выпрямительные устройства. Надежность аккумуляторных батарей обеспечивается путем поддержания на подстанции необходимого напряжения при обычных и аварийных условиях работы, а также необходимо обеспечить уровень напряжения у потребителей (например, напряжение на соленоидах включения и отключения выключателя)[5].

Существуют три основных группы потребителей, которые питаются от аккумуляторных батарей:

Нагрузка, протекающая всегда: постоянно включенное аварийное освещение, устройства управления, сигнализации и релейной защиты, которые постоянно обтекаются током;

Временная нагрузка, появляющаяся при исчезновении переменного тока: аварийное освещение, резервные источники питания связи и т.п. Длительность данной нагрузки определяется длительностью аварии;

Кратковременная нагрузка - это нагрузка, создаваемая токами включения, отключения приводов коммутационных аппаратов (соленоиды включения выключателей, перепускные клапаны воздушной магистрали), устройств управления, сигнализации, защиты, кратковременно обтекаемых током[21].

Выбор аккумуляторных батарей выполняется по следующему принципу.

Произведем выбор АБ исходя из следующий правил.

Рассчитаем количество главных компонентов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_B}, \quad (55)$$

где  $U_{ш}$  - напряжение шин питания постоянного тока, принимают 230 В;

$U_B$  - напряжение на элементе в режиме подзарядки, составляет 12 В.

Исходя из этого число элементов составляет:

Количество главных компонентов в батарее рассчитывается так:

$$n_0 = \frac{230}{12} = 20.$$

Найдем количество компонентов при максимальном напряжении включаемых при постоянном подзаряди:

$$n_{\min} = \frac{U}{U_{B_{\max}}}, \quad (56)$$

где  $U_{Bmax}$  - максимальное напряжение элемента.

Общее число элементов определяется:

Суммарное количество компонентов высчитывается по формуле:

$$n = \frac{U}{U_{Bmin}}, \quad (57)$$

где  $U_{Bmin}$  - минимальное напряжение на элементе в конце разряда.

В данный момент на объекте стоят аккумуляторные батареи марки PowerSafe 12V62F, срок службы этих аккумуляторов составляет 12 лет, а так как установлены они были в 2010 году, то замену производить нет смысла. После выработки своих ресурсов АБ могут быть заменены на новые той же марки, дабы не делать переоснащение.

#### **4.9 Выбор трансформаторов собственных нужд**

Срок службы старого трансформатора собственных нужд марки ТМ-100/6 уже почти вышел, можно заменить его на более новый не меняя мощности, так как 630 кВА считают оптимальной мощностью для питания собственных нужд подстанции на напряжение 110 кВ. тогда установим для собственных нужд подстанции трансформатор марки ТСЗ-630/6(10)/0,4 (трехфазный сухой в защитном исполнении). Трансформатор данной марки имеет высокую надежность, в дорогостоящем обслуживании данный трансформатор не нуждается, степень защиты IP21 является одной из лучших

## 5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 5.1 Релейная защита силового трансформатора

В любой электрической подстанции силовые трансформаторы являются наиболее ответственными элементами. Основным предназначением трансформатора является изменение электрической энергии из одного вида напряжения в другой.

Трансформаторы преобразуют напряжение от генерирующей электроэнергию установки до конечного потребителя. Понижение осуществляется каскадно, через несколько этапов, что увеличивает количество силовых трансформаторов в десятки раз. Чтобы защитить трансформаторы от аварий при коротких замыканиях и перегрузках – выполняется релейная защита трансформаторов[7].

Виды защит трансформатора определяются его мощностью, назначением режимом работы, местом установки, схемой включения.

Максимальная токовая защита (МТЗ) действует при повышении тока на защищаемом участке выше установленного значения. Может действовать на сигнал и отключение. Применяется для защиты трансформаторов, электродвигателей и линий электропередачи с односторонним питанием.

Токовой отсечкой называется максимальная токовая защита, выполненная с мгновенным действием или с выдержкой времени и предназначенная для обеспечения селективности в пределах зоны действия. Она отстраивается от токов замыкания на стороне низшего напряжения трансформатора, в конце линии или в начале следующего участка, от пусковых токов двигателей и т.п.

Дифференциально-токовая защита Основана на принципе сравнения в начале и в конце защищаемого участка. На трансформаторах она применяется для защиты от повреждений на выводах и от внутренних повреждений с целью селективного отключения поврежденного трансформатора.

Газовая защита применяется для защиты от повреждений внутри трансформатора, сопровождающихся выделением газа или при понижении уровня масла в баке.

Защиту трансформаторов небольшой и средней мощности (не более 1000 кВА) от коротких замыканий в его обмотках, на выводах и в соединениях до выключателей выполняют в виде токовой отсечки без выдержки времени или токовой защиты со ступенчатой характеристикой выдержки времени. Защиту устанавливают со стороны источника питания, непосредственно у выключателя. В зону действия защиты при этом попадет как сам трансформатор, так и его соединения с выключателями.

Защита трансформаторов осуществляется путем установки релейной защиты, основные виды нарушения при не штанных режимах:

- а) междуфазные КЗ;
- б) короткое замыкание одной или двух фаз на землю;
- в) КЗ между витками одной фазы (межвитковые);
- г) замыкания между обмотками разных напряжений;
- д) КЗ на вводах, ошиновке и в кабелях (междуфазное на землю);
- е) понижением уровня масла в баке;
- ж) внешнее короткое замыкание;
- з) перегрузка;
- и) недопустимые повышения напряжения.

Устройства релейной защиты обычно классифицируют:

- По назначению в зависимости от ответственности и порядка действия при коротком замыкании;
- по характеру изменения параметра, на который реагирует защита;
- по виду короткого замыкания.

1) По назначению - в зависимости от ответственности и порядка действия при коротком замыкании релейные защиты различают как: основные, резервные и дополнительные.

Основной называется защита, обеспечивающая первоочередное отключение повреждений в любой точке защищаемого участка.

Резервной называют защиту, обеспечивающую отключение поврежденного участка при отказе в работе основной защиты или выключателя. Она бывает ближнего действия (в любой точке защищаемого участка) и дальнего действия (при коротком замыкании на смежном участке и отказе защиты на нем).

Дополнительной называется защита, обеспечивающая частичное дублирование основной защиты и действующая в этом случае одновременно с ней.

2) По характеру изменения параметра защиты разделяются на максимальные и минимальные.

Защиты, реагирующие на величины  $I$ ,  $I_2$ ,  $I_0$ ,  $U_2$ ,  $U_0$ , возрастающие в условиях коротких замыканий, называются максимальными.

Защиты, реагирующие на величины  $U$ ,  $Z$ , которые уменьшаются при коротких замыканиях, называются минимальными.

3) По виду короткого замыкания классификация защит зависит от режима заземления нейтрали сети.

Для сетей 110 кВ и выше, работающих с глухозаземленной нейтралью, выделяют защиты:

- от междуфазных повреждений (максимальные токовые и дистанционные);
- от замыканий на землю (максимальные токовые нулевой последовательности);
- от всех видов повреждений (дифференциальные, дифференциально-фазные и направленные высокочастотные защиты, а также комплектные)[22].

#### 5.1.1 Дифференциальная защита трансформатора

Применение дифференциальной защиты основывается не только на повреждениях внутри трансформатора, но и внешних. Дифференциальную

защиту использую в качестве главной защиты и срабатывающей без выдержки времени.

Принцип защиты основан на установке ТТ, в которых коэффициент трансформации подобный. Зона действия данной защиты ограничивается трансформаторами тока, то есть при появлении короткого замыкания за зоной ограничиваемая трансформаторами тока защита не срабатывает. При обнаружении короткого замыкания в зоне действия защиты, по этому участку будет протекать ток, так как на реле установлено определенное значение тока, при протекании которого сработка реле производиться не будет, но если величина будет равна или превысит данное значение, тогда поврежденный участок будет отключен с двух сторон определенными приборами[23].

Вычислим рабочие вторичные токи, для дальнейшего расчета уставок дифференциальной защиты.

Найдем коэффициенты трансформации по формуле:

$$K_{ТТ} = \frac{I_{ТТ1}}{I_{ТТ2}}, \quad (58)$$

где  $I_{ТТ1}$  - первичный ток трансформатора тока, А;

$I_{ТТ2}$  - вторичный ток трансформатора тока, А.

$$K_{ТТ.ВН} = \frac{200}{5} = 40 ;$$

$$K_{ТТ.СН} = \frac{600}{5} = 120 ;$$

$$K_{ТТ.НН} = \frac{2500}{5} = 500 .$$

Формула расчета для вторичных рабочих токов ТН:

$$I_{ТТ2} = \frac{I_{НОМ}}{K_{ТТ}}, \quad (59)$$

где  $I_{ном}$  - номинальный ток обмоток силового трансформатора;

$K_{ТТ}$  – коэффициент трансформации ТТ.

$$I_{ТТ2.ВН} = \frac{131}{40} = 3,275 \text{ А};$$

$$I_{ТТ2.СН} = \frac{412}{120} = 3,433 \text{ А};$$

$$I_{ТТ2.НН} = \frac{2406}{500} = 4,812 \text{ А}.$$

Отстройка дифференциальной защита идет от токов небаланса.

Рассчитаем ток небаланса:

$$I_{НБ}^* = K''_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{ПЕР}^* + \Delta f_{ВЫР}^*, \quad (60)$$

где  $K''_{ПЕР}$  – коэффициент, учитывающий переходный процесс  $K''_{ПЕР} = 2,5$  ;

$\varepsilon$  - полная относительная погрешность ТТ,  $\varepsilon = 0,1$ ;

$\Delta U_{ПЕР}^*$  – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора,  $\Delta U_{ПЕР}^* = 0,02$  ;

$\Delta f_{ВЫР}^*$  - относительная погрешность выравнивания токов плеч,

$$\Delta f_{ВЫР}^* = 0,02 ;$$

$$I_{НБ}^* = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29 \text{ о.е.}$$

Расчет минимального тока срабатывания начинается с отстройки тока небаланса при токе торможения  $I_{d.min}^* = 1,25$ .

$$I_{d.min}^* \geq I_{bias}^* \cdot K_{ОТС} \cdot \left( K'_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{ПЕР}^* + \Delta f_{ВЫР}^* \right), \quad (61)$$

где  $K_{ОТС}$  - коэффициент отстройки от тока небаланса,  $K_{ОТС} = 1,1$  ;

$K'_{ПЕР}$  - коэффициент, учитывающий переходный процесс,  $K'_{ПЕР} = 1,5$  .

$$I_{d.min}^* \geq 1,25 \cdot 1,1 \cdot (2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02) = 0,26 \text{ о.е.}$$

Следующим этапом будет выбор из справочника эталонных значений тормозной характеристике. Исходя из выбора тормозной характеристике можно говорить и о чувствительности защиты. Перечень тормозных характеристик показан в таблице ниже.

Таблица 22 – Тормозные характеристики

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
$K_{T1}$	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T.расч}^*$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Произведем проверку принятого нами коэффициента с тем что задан в таблице:

$$K_{T1} = \frac{K_{отс} \cdot I_{НБ}^* \cdot I_{СКВ}^* - 0,7}{I_{СКВ}^* - I_{T.расч}^*} \leq K_{T1} ; \quad (62)$$

Сквозной ток для трансформатора малой мощности принимается равным  $I_{СКВ}^* = 3$ . Произведем проверочный расчет для четвертой характеристики.

Значение сквозного тока для данного трансформатора возьмем равного 3. Вычисление выполним для  $K_{T1} = 0,4$  по формуле:

$$K_{T0,4} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,343 \leq 0,4 .$$

Полученное число меньше, чем число из справочных данных, поэтому остановимся на  $K_{T1} = 0,4$ .

### 5.1.2 Максимальная токовая защита

Защита от внешних коротких замыканий со стороны питания осуществляется максимальной токовой защитой (МТЗ). Максимальная токовая защита не является мгновенной, так как имеет выдержку времени, в связи с чем, она не может быть основной защитой для мощных трансформаторов.

МТЗ используют:

- с целью локализации и обезвреживания междуфазных КЗ;
- для защиты сетей от кратковременных перегрузок;
- для обесточивания трансформаторов тока в аварийных ситуациях;
- в качестве протектора при запуске мощного, энергозависимого оборудования.

Срабатывание защиты происходит в связи с аварийной ситуацией, а именно при нарастании тока, не до критического значения, но до числа достаточного чтобы не происходило ложного срабатывания защиты. Чем дальше находится пораженный участок, тем выдержка времени меньше, и наоборот, при приближении к оборудованию защиты время выдержки увеличивается.

Задержка времени очень полезна при пуске двигателей. Дело в том, что на старте в цепях обмоток наблюдается значительное увеличение пусковых токов, которое системы защиты могут воспринимать как аварийную ситуацию. Благодаря небольшой задержке времени МТЗ игнорирует изменение параметров сети, возникающие при пуске или самозапуске электродвигателей. За короткое время показатели тока приближаются к норме, и причина для аварийного отключения устраняется. Таким образом, предотвращается ложное срабатывание[7].

Расчет тока срабатывания максимальной токовой защиты осуществляется по формуле:

$$I_{MTЗ} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зап}}{k_B} \cdot I_{р.мах} \cdot \quad (63)$$

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

$k_{сам.зап}$  – коэффициент самозапуска, можно принять равным 2 для городских сетей;

$k_B$  – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,9;

$I_{р.мах}$  – максимальный рабочий ток трансформатора.

Рассчитаем максимальный рабочий ток по формуле:

$$I_{р.мах} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \quad (64)$$

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле:

$$I_{сп.} = \frac{k_{сх} \cdot I_{MTЗ}}{k_T} \cdot \quad (65)$$

Расчет коэффициента чувствительности при коротком замыкании:

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ.мин}}{I_{MTЗ}} \cdot \quad (66)$$

Где  $I_{КЗ.мин}$  – минимальное значение тока при КЗ в конце защищаемого участка.

Значение  $k_{ч}$  должно быть не менее 1,2 (при выполнении функций резервирования).

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{p.max.BH} = \frac{S_{ТНОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМВН}}, \quad (67)$$

$$I_{p.max.BH} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131 \text{ A};$$

$$I_{МТЗ.В} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зап}}{k_B} \cdot I_{p.max}, \quad (68)$$

$$I_{МТЗ.В} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,9} \cdot 131 = 349 \text{ A};$$

$$I_{cp.B} = \frac{k_{ex.\Delta} \cdot I_{МТЗ.В}}{k_{т.ВН}}, \quad (69)$$

$$I_{cp.B} = \frac{1 \cdot 349}{\frac{200}{5}} = 8,725 \text{ A}; \quad (70)$$

$$k_{ч} = \frac{I_{КЗ.min}}{I_{МТЗ.В}}, \quad (71)$$

$$k_{ч} = \frac{131}{349} = 0,375.$$

Примем к установке реле тока РТ-80/20

Расчет для средней и высокой стороны выполняется так же

На стороне СН трансформатора:

$$I_{p.max.СН} = 412 \text{ A};$$

$$I_{МТЗ.С} = 1099 \text{ A};$$

$$I_{cp.С} = 9,158 \text{ A};$$

$$k_{ч} = 1,178;$$

Примем к установке реле тока РТ-80/20

На стороне НН трансформатора:

$$I_{p.\max.HH} = 2406 \text{ A};$$

$$I_{MT3.H} = 6416 \text{ A};$$

$$I_{cp.H} = 22,226 \text{ A};$$

$$k_{\text{ч}} = 6,875$$

Примем к установке реле тока РТ-80/20

### 5.1.3 Защита от перегрузки

Перегрузка происходит, когда потребляемый ток становится больше номинального. Перегрузка неминуемо приводит к перегреву трансформатора и последующему ухудшению диэлектрических качеств его изоляции. В некоторых исключительных ситуациях трансформатор вынужден работать в условиях перегрузки по току и вызванного ею перегрева, что приводит к сокращению его срока службы. Но этим приходится жертвовать для того, чтобы не допустить перебоев в электроснабжении (например, в периоды пикового потребления), которые могут вызвать значительные убытки и материальный ущерб. В большинстве случаев перегрузки вызываются переходными процессами, то есть носят кратковременный характер и поэтому не способны серьезно нарушить тепловой баланс. Допустимый уровень перегрузок определяется пользователем в зависимости от типа потребителей и важности обеспечения их непрерывного электроснабжения.

Защита от перегрузки на стороне высокого напряжения осуществляется высоковольтными автоматическими выключателями, обеспечивающими также защиту от короткого замыкания с задержкой или мгновенным срабатыванием. Данные аппараты гарантируют защиту от высоких аварийных токов. Защита от перегрузки на стороне низкого напряжения осуществляется низковольтными автоматическими выключателями, установленными в главном распределительном щите. Данные аппараты обладают

обратнозависимой характеристикой срабатывания. Для обеспечения корректной защиты уставка срабатывания автоматического выключателя устанавливается по номинальному току вышерасположенного трансформатора. Кроме того, следует обеспечить селективность защиты по времени: задержка срабатывания вышерасположенного выключателя должна быть больше, чем нижерасположенного. Следует также обеспечить защиту от аварий на линии: замыканий между фазами или между фазой и землей[22].

Рассчитаем ток срабатывания защиты по формуле:

$$I_{сз.л} = \frac{k_{отс}}{k_{г}} \cdot I_{ном} , \quad (72)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, данный коэффициент возьмем 1,05;

$I_{ном}$  – номинальный ток стороны трансформатора;

$k_{г}$  – коэффициент возврата устройства, данный коэффициент возьмем 0,9.

Рассчитаем ток на ОРУ 110 кВ по формуле:

$$I_{сз.л.В} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 131 = 152 \text{ А.}$$

Рассчитаем ток на ОРУ 35 кВ по формуле:

$$I_{сз.л.С} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 412 = 480 \text{ А.}$$

Рассчитаем ток на КРУ 6 кВ по формуле:

$$I_{сз.л.Н} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 2406 = 2807 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле:

$$I_{втор.л} = \frac{k_{сх} \cdot I_{сз.л}}{n_{ТВН}} \quad (73)$$

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{втор.н.В}} = 1 \cdot \frac{152}{200/5} = 3,800 \text{ А.}$$

На стороне СН трансформатора:

$$I_{\text{втор.н.С}} = 1 \cdot \frac{480}{600/5} = 4,000 \text{ А.}$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{втор.н.В}} = \sqrt{3} \cdot \frac{2807}{2500/5} = 9,724 \text{ А.}$$

Защита от перегрузки выполняется с помощью индукционного элемента реле серии РТ-80. Реле защиты от перегрузки смогут сработать от пускового тока, поэтому выдержка времени защиты принимается 10-12 с по условию отстройки от времени пуска электродвигателя.

#### 5.1.4 Газовая защита трансформатора

Защита, реагирующая на любые повреждения в трансформаторе вызывающие химическое разложение масла, получила название «газовой».

Газовая защита применяется в тех случаях, когда другие методы защиты не срабатывают, из-за малой величины тока короткого замыкания

Принцип газовой защиты заключается, при неполадках трансформатора начинается газообразование, что в свою очередь дает команду на газовую защиту о принятии мер по устранению данной неполадки, если процесс газообразования протекает медленно, то газовая защита предупреждает персонал подстанции о неполадках с трансформатором, но, если процесс образования газа скоротечный, тогда оборудование помимо ого что предупреждает персонал, еще и отключает трансформатор в целях защиты [24].

Важно заметить, что по своему принципу действия газовая защита многогранна. Она реагирует не только на образование газов, но и на наличие в трансформаторе атмосферного воздуха, на движение или толчки масла внутри кожуха, а также на механические повреждения, которые могут возникать из-за вибрации корпуса агрегата.

Для того чтобы избежать ложного срабатывания газовой защиты и

ненужного отключения трансформатора, нижний поплавок газового реле чаще всего выставляют так, чтобы он реагировал на скорость движения масла в пределах от 50 до 160 см/с.

Среди основных преимуществ газовой защиты трансформатора можно выделить следующие пункты:

- простота устройства данной защиты, а также высокая чувствительность реле.

- количество времени, которое необходимо защите для принятия решения, очень мало. Присутствует возможность выбора между сигналом и отключением, в зависимости от информации о повреждении внутри объекта.

- именно газовая защита считается наиболее чувствительной при защите обмоток трансформатора, а также при замыкании его витков.

Кроме сказанного, можно добавить, что все трансформаторы, мощность которых 1 000 кВт и более, поставляются уже с наличием данного типа защиты. Однако есть небольшой минус, который заключается в том, что газовая защита никак не реагирует на повреждения выводов агрегата, а потому должна комплектоваться второй защитой от внутренних неполадок. К примеру, в трансформаторах малой мощности, такой системой защиты стали МТЗ и токовые отсечки[24].

На показанном 5 рисунке иллюстрируется присоединение к трансформатору газовой защиты: 1 – газовое реле; 2 – краник; 3 – выхлопная труба; 4 – расширитель; 5 – мембрана.

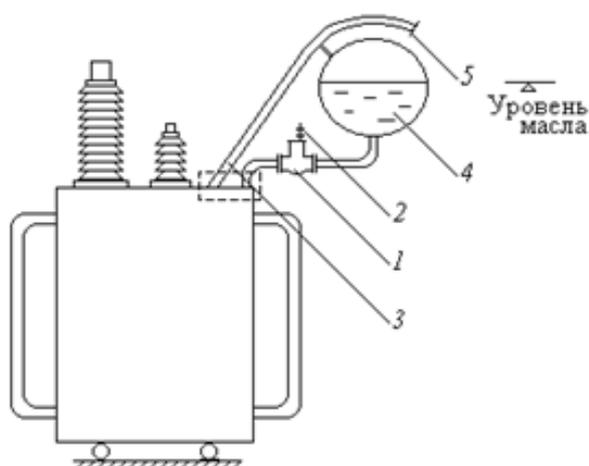


Рисунок 6 – Установка газового реле на трансформаторе.

## 5.2 Автоматика на ПС «Чайка»

На подстанции Чайка установлены следующие виды автоматики, предназначенные для ликвидации аварийных режимов:

1. АВР (автоматический ввод резерва). Главное назначение устройства АВР заключается в обеспечении бесперебойного питания электроэнергией потребителей. Для этого система АВР должна отслеживать состояние основной линии. И при выявлении нарушений переходить на подачу электроэнергии потребителю от резервного ввода. При этом процесс восстановления электропитания должен происходить максимально быстро. Обязательным условием является однократность выполняемого действия. То есть не должно быть повторных срабатываний в случае одной и той же неисправности (неустраненные токи короткого замыкания и т.п.). Еще один важный момент - разрыв основной сети должен происходить до подключения резервной линии. обо всех изменениях устройство АВР должно информировать с помощью индикации параметров.

Принцип работы АВР.

Пользователь задает параметры рабочего напряжения. При любых отклонениях от заданных параметров автоматика дает команду на смену ввода. Таким отклонением от нормы может стать перенапряжение, падение напряжения, обрыв сети, перекося фаз или короткое замыкание. При этом

устройство АВР проверяет выполнение целого ряда дополнительных условий. Во-первых, на защищаемом участке не должно быть неустранимых неисправностей. Иначе подключение резерва не имеет смысла и даже может представлять опасность. Во-вторых, основной ввод должен быть включен. Чтобы исключить ситуацию, когда не напряжение на основной линии пропало, а сам ввод был отключен намеренно. В-третьих, проверяется наличие напряжения на резервной линии. Ведь генератор мог и не запуститься или требуется время для его выхода на рабочую мощность.

Если все условия удовлетворяются, устройство АВР размыкает основной ввод. Только после этого подключается резервная линия. Далее принцип работы АВР может развиваться по двум сценариям. Если предполагается наличие двух равноценных вводов, то будет осуществляться питание от резерва. В противном случае произойдет возврат на основной ввод, когда параметры электрического тока на нем восстановятся[22].

2. АПВ (автоматическое повторное включение). Назначение автоматического повторного включения предполагает запуск включающих устройств после аварийного обесточивания линий. Использование АПВ позволяет максимально сократить временной промежуток отключения ЛЭП.

Нештатные ситуации могут быть (короткие замыкания):

Кратковременными – по случайной причине, действующей непродолжительное время (от перемещения животных, падения деревьев и пр.);

Устойчивыми – если возобновление работы линии невозможно без вмешательства персонала, при обрыве провода, повреждении изолирующего покрытия и прочих последствиях.

В результате возникновения аварии АПВ срабатывает при любом исходе. Но возобновление работы становится возможным, только если устранено влияние воздействующего фактора.

3. АЧР (автоматическая частотная разгрузка) - это специальная аппаратура, предназначенная для предотвращения падения частоты ниже

оптимального уровня, осуществляется путем последовательного отключения электроэнергии у потребителей. Срабатывает данное оборудование при достижении уровня частоты равным 49 Гц. Если за отведенный промежуток времени не представится возможным привести систему к заданной частоте 50 Гц, то может произойти снятие электрической нагрузки, что допускать нельзя.

Ниже приведены несколько работающих на данный момент типов АЧР:

АЧР I – применяется при снижении частоты ниже оптимальной, начинает действовать при падении частоты до 48,5 Гц. Принцип действия основан, сначала на отключении менее ответственных потребителей, для которых потеря электрической энергии может продолжаться до 24 часов, после чего если падение напряжения продолжается, то прибегают к мерам отключения более ответственных потребителей, и отключение продолжается до полной остановки падения частоты и переходя к следующему этапу АЧР.

АЧР II – в этой категории происходит возвращение частоты к оптимальной отметки, срабатывает АЧР II в момент, когда АЧР I практически отработала и привела падение частоты к остановке. Восстановление частоты до значения перед АЧР осуществляется путем отключения потребителей, но более мелкими группами и с большей выдержкой времени между отключениями для подъема частоты.

Следующим этапом идет ЧАПВ (частотное автоматическое повторное включение) данное устройство начинает включение потребителей в обратной последовательности в которой они отключались. ЧАПВ возобновляет питание потребителя за счет использования резервов мощности, которые были выделены для аварийных ситуаций[23].

## 6 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ

### 6.1 Безопасность

Обеспечение защиты человека от поражения электрическим током и воздействия на него электрической дуги осуществляется путём применения технических, организационных мероприятий и специальных средств защиты.

Чтобы человек случайно не коснулся находящейся под напряжением электроустановки, необходимо чтобы было соблюдено главное правило защиты человека от оборудования на подстанции, это расстояние до оборудования, при котором может произойти пробой изоляции. Так же на территории подстанции необходимо находиться в защитной каске, так как она защищает человека от электрической дуги, снимать на подстанции каску запрещается.

Для защиты человека, также предусмотрены специальная одежда и оборудование, спец одежда непосредственно защищает при прикосновении человека к оборудованию на территории подстанции как в штатном режиме, так и в аварийном. А специальное оборудование нужно для измерения наличия или отсутствия напряжения, и устранения неполадок, связанных с электрооборудованием.

При выполнении работ по устранению неисправностей или обслуживанию оборудования необходимо, использования специальных плакатов разного назначения для защиты человека от случайного контакта или включения оборудования, находящегося под напряжением.

Подстанция должна быть оснащена специальными устройствами блокировки электрического оборудования для защиты персонала от неверных действий.

Еще одним не мало важным фактором защиты, на территории подстанции, является защитное заземление, к которому должно быть подключено все находящееся на территории электрооборудование независимо от того в каком режиме работает ПС. Защитное заземление

представляет собой некую сетку, отдельные проводники (выполненные в виде стальных прутьев) которой вкопаны на глубину равной 0,7 метров

Помимо защиты человека от электрооборудования, существует защита от опасных погодных условий, таких как удара молнией. Для защиты от данного вида удара, электрическим током, на территории устанавливается молниезащита, которая защищает не только человека, но и всю электрическую аппаратуру[25].

#### 6.1.1 Определение параметров контура заземления

Контур заземления является немало важным фактором для защиты человека от действия на него электрического тока, поэтому размещения контура заземления на территории ПС необходимо.

Данный тип заземления называется защитным в связи с тем, что его основной функцией, непосредственно, является защита людей на территории ПС. Все оборудования на территории должно быть обязательно заземлено в целях защиты персонала. Так же контур защитного заземления является защитой для человека от шагового напряжения.

Защитное заземление представляет собой набор электродов, установленных по периметру защищаемого объекта. Электроды выполнены из металла в форме длинных прутьев.

В расчет защитного заземления входит определения размеров электродов, количество их установки, а также проверка по всем параметрам надежности и стойкости ко всем видам разрушений. Необходимое расстояние от электрического аппарата до заземления должен быть не менее 1,5 м[25].

Начнем расчет с нахождения площади под заземлитель, м<sup>2</sup>:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) , \quad (73)$$

где  $A$  и  $B$  – ширина и длина территории, занимаемой заземлителем, м.

$$S = (70,2 + 2 \cdot 1,5) \cdot (51,6 + 2 \cdot 1,5) = 3997 \text{ м}^2.$$

Диаметр прутков, используемых в качестве горизонтальных и вертикальных электродов, равен 16 мм.

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{м.п} = \pi \cdot R^2, \quad (74)$$

где  $R$  – радиус вертикальных и горизонтальных электродов, мм.

$$F_{м.п} = 3,142 \cdot 8^2 = 201,088 \text{ мм}^2.$$

Вычислим термическую стойкость сечения по формуле:

$$F_{т.с} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (75)$$

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

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

$$F_{т.с} = \sqrt{\frac{60^2 \cdot 10^5 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 113,389 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{ср} \cdot (d + S_{ср}), \quad (76)$$

где  $T = 240$  мес – время использования заземлителя за 20 лет.

$$S_{ср} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k,$$

где  $a_k, b_k, c_k, \alpha_k$  – коэффициенты взятые из данных справочника, обусловленные особенностям грунта и используемые при вычислении с учетом малой коррозионности.

$$S_{cp} = 0,0024 \cdot \ln^3 240 + 0,009 \cdot \ln^2 240 + 0,01 \cdot \ln 240 + 0,0218 = 0,215 ; \quad (77)$$

$$F_{kop} = 3,142 \cdot 0,215 \cdot (16 + 0,215) = 10,954 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных электродов должно проходить по условию:

$$F_{m.n} \geq F_{min} \geq F_{kop} + F_{m.c} ; \quad (78)$$

$$F_{m.n} = 201,088 \geq F_{min} = 124,343 \text{ мм}^2.$$

По условию, выбранный диаметр прутков, проходит, исходя из этого берем расстояние между электродами в сетке равное  $l_{n-n} = 6$  м.

Длина электродов в сетке будет равна:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{n-n}} ; \quad (79)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 3997}{6} = 1332 \text{ м.}$$

Определим число ячеек следующим образом:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 ; \quad (80)$$

где  $\sqrt{S}$  - сторона квадратичной модели территории подстанции.

$$m = \frac{1332}{2 \cdot \sqrt{3997}} - 1 = 9,5 .$$

Число ячеек округлим в большую сторону и получим  $m = 10$ .

Длина стороны ячейки:

$$l = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (81)$$

$$l = \frac{\sqrt{3997}}{10} = 6,322 \text{ м.}$$

Высчитаем длину горизонтальных полос в принятой нами модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1) ; \quad (82)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{3997} \cdot (10+1) = 1391 \text{ м.}$$

Рассчитаем число вертикальных электродов по формуле:

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} , \quad (83)$$

где  $a$  – расстояние между вертикальными электродами, равное 10 м.

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{3997}}{10} = 25,3 .$$

Число вертикальных электродов округлим в большую сторону и получим  $n_g = 26$  .

Произведем расчет постоянного сопротивления заземлителя:

$$R = \rho_{\text{эке}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_g \cdot l_g} \right) , \quad (84)$$

где  $\rho_{\text{эке}}$  – эквивалентное удельное сопротивление грунта;

$A$  - параметр, зависящий от соотношения  $\frac{l_g}{\sqrt{S}}$  .

$$\frac{l_g}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{3997}} = 0,079 , \text{ следовательно, } A = 0,4.$$

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{h_{13}}{\frac{h_1}{\rho_1} + \frac{h_2}{\rho_2}}, \quad (85)$$

где  $h_{13}$  – глубина заложения заземлителя, м;

$\rho_1, \rho_2$  – удельное сопротивление верхнего и нижнего слоев грунта соответственно;

$h_1, h_2$  – толщина верхнего (супеси) и нижнего (суглинки) слоев грунта соответственно, м.

$$h_{13} = l_g + h_3; \quad (86)$$

$$h_{13} = 5 + 0,8 = 5,8 \text{ м.}$$

Находим эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{5,8}{\frac{2}{60} + \frac{3,8}{30}} = 36,25 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Тогда, стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = 36,25 \cdot \left( \frac{0,4}{\sqrt{3997}} + \frac{1}{1391 + 26 \cdot 5} \right) = 0,253 \text{ Ом.}$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (87)$$

где  $I_M$  – ток молнии, кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3997}}{(36,25 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,592;$$

Определяем импульсное сопротивление грунтов, которое должно соответствовать условию:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \leq 0,5 \text{ Ом}; \quad (88)$$

$$R_u = 0,253 \cdot 1,592 = 0,403 \leq 0,5 \text{ Ом};$$

Найденное значение проходит по условию, и является меньше чем указанное в ПУЭ.

### 6.1.2 Расчет молниезащиты подстанции

Одним из опасных факторов на оборудование подстанции оказывает попадание молнии в электроустановку, результатом попадания молнии служит нарушение работы оборудования или даже выход его из строя. В связи с этим на территории необходимо устанавливать защитную аппаратуру против ударов молнии, называется она молниеотвод.

Основная функция молниеотвода принять на себя удар молнии и полученный ток молнии погасить в земле. Устанавливаются молниеотводы как правило на линейных порталах, но не запрещается установка отдельно стоящих молниеотводов.

Молниеотводы можно комбинировать с освещением для большего удобства на подстанции.

Одними из главных факторов попадания молнии является хорошая проводимость, конструкционное исполнение из металла и высота объекта. Окружность возле молниеотвода называется зоной защиты.

Молниеотвод имеет некую зону защиты, представляющую собой окружность, объекты, которые находятся в пределах данной окружности защищены от ударов молнии. Чем ближе к центру окружности молниеотвода находятся защищаемый объект, тем меньше вероятность попадания в него молнии.

Существует два типа зон защиты объектов от попаданий молнии:

Тип зоны А гарантирует не попадание молнии по оборудованию с точностью 99,5%

Тип зоны Б гарантирует не попадание молнии по оборудованию с точностью 95%

Использования определенной зоны защиты нормируется нормативным документом согласно типу защищаемого объекта.

С начала найдем количество ударов молнии, с учетом не установленной молниезащиты, в год[25].

Приблизительное число ударов молнии, с учетом не установленной молниезащиты на подстанции определяется:

$$N = 0,06 \cdot n \cdot (A + 10 \cdot h_x) \cdot (B + 10 \cdot h_x) \cdot 10^{-6}, \quad (89)$$

где  $A, B$  – длина и ширина защищаемого объекта, м;

$h_x$  – наибольшая высота здания или сооружения, м;

$n$  – среднегодовое число ударов молнии в 1 км<sup>2</sup> земной поверхности.

Средняя годовая продолжительность гроз в часах для данной местности: от 10 до 20 ч, следовательно,  $n = 2$ . Отсюда:

$$N = 0,06 \cdot 2 \cdot (70,2 + 10 \cdot 17,5) \cdot (51,6 + 10 \cdot 17,5) \cdot 10^{-6} = 0,066,$$

Найденное число получилось меньше 1, исходя из этого применим тип зоны Б.

Далее произведем расчет параметров защиты молниеотводов. Высоту молниеприемника примем согласно стандартному значению для унифицированной конструкции линейного портала 110 кВ, которая составит 27 метров[25].

Определим характеристики зон защиты. Молниеотвод согласно руководящим документам возьмем высотой 27 м.

Рассчитаем эффективную высоту молниеприемника по формуле:

$$h_{\text{эф}} = 0,92 \cdot h , \quad (90)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,92 \cdot 27 = 24,84 \text{ м.}$$

Рассчитаем радиус защиты на уровне земли:

$$r_0 = 1,5 \cdot h , \quad (91)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 27 = 40,5 \text{ м.}$$

Определим радиус защиты молниеприемника на уровне защищаемого объекта:

$$r_{x1} = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_{x1}}{h_{\text{эф}}} \right) , \quad (92)$$

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

$$r_{x1} = 40,5 \cdot \left( 1 - \frac{17,5}{24,84} \right) = 12 \text{ м.}$$

$$r_{x2} = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_{x2}}{h_{\text{эф}}} \right) , \quad (93)$$

$$r_{x2} = 40,5 \cdot \left( 1 - \frac{2,5}{24,84} \right) = 36,5 \text{ м.}$$

По данным расчета строится зона защиты для данной защищаемой территории подстанции.

### 6.1.3 Анализ грозоупорности ОРУ 110 кВ

Анализ грозоупорности необходим для выявления с какой частотой молния будет попадать на территорию ПС. Количество данных попаданий напрямую зависит от района где находится подстанция, в среднем, по данным всех районов, это число не ниже 1000.

Регулярность грозových разрядов способных нанести вред, на территории подстанции, в годах:

$$T_{ПВ} = \frac{1}{N_{ПВ}} \text{ лет,} \quad (94)$$

где  $N_{ПВ}$  – количество грозových разрядов в год.

Определим количество грозových разрядов:

$$N_{ПВ} = p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (\eta_{пр} \cdot p_\alpha \cdot p_{пр} + \eta_{он} \cdot p_{он}) \cdot 10^{-6}, \quad (95)$$

где  $p_0$  – плотность разрядов молнии на 1 км<sup>2</sup>;

$a_T$  и  $b_T$  – ширина и длина территории подстанции, м;

$R_{экв}$  – эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает разряды, м;

$\eta_{пр}$  – вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ПС минуя молниеотводы, равно 0,9.

$p_\alpha$  – вероятность грозového поражения ошиновки ОРУ минуя молниеотводы, для класса напряжения до 750 кВ равно 0,005;

$p_{пр}$  – доля опасных перенапряжений, возникающих при непосредственном грозovém разряде в ошиновку ОРУ минуя молниеотводы;

$\eta_{он}$  – вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ПС минуя молниеотводы, равно 0,9.

$p_{он}$  – вероятность обратного перекрытия при ударах молнии в гирлянду изоляторов.

Рассчитаем по формуле сопротивление ошиновки:

$$Z_{ОШ} = 60 \cdot \ln \left( \frac{2 \cdot h_{cp}}{r_{\varphi}} \right), \quad (96)$$

где  $h_{cp}$  – высота подвеса ошиновки, м;

$r_{\varphi}$  – радиус фазы, м.

$$Z_{ОШ} = 60 \cdot \ln \left( \frac{2 \cdot 17,5}{0,012} \right) = 478,692 \text{ Ом.}$$

Определим ток критический:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ОШ}}, \quad (97)$$

где  $U_{50\%}$  – напряжение при коммутационных перенапряжениях, кВ.

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 620}{478,692} = 2,59 \text{ кА.}$$

Вычислим часть грозовых разрядов в оборудование подстанции:

$$p_{np} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}}, \quad (98)$$

$$p_{np} = e^{-0,04 \cdot 2,59} = 0,902.$$

Эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает разряды, м:

$$R_{эkv} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30}, \quad (99)$$

где  $h_c$  – наибольшая высота сооружения.

$$R_{эkv} = 5 \cdot 17,5 - \frac{2 \cdot 17,5^2}{30} = 67,083 \text{ м.}$$

Плотность разрядов молнии на 1 км<sup>2</sup>:

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{\text{гроз.ч}} , \quad (100)$$

Где  $N_{\text{гроз.ч}}$  – среднее число грозových часов в год для данной подстанции равно 15.

$$p_0 = 0,05 \cdot 15 = 0,75 ;$$

Найдем количество грозových разрядов:

$$N_{\text{ПВ}} = 0,75 \cdot (70,2 + 2 \cdot 67,083) \cdot (51,6 + 2 \cdot 67,083) \cdot \\ \cdot (0,9 \cdot 0,005 \cdot 0,902 + 0,9 \cdot 0) \cdot 10^{-6} = 1,155 \cdot 10^{-4}$$

Произведем расчет регулярности грозových разрядов способных нанести вред, на территории подстанции, в годах:

$$T_{\text{ПВ}} = \frac{1}{1,155 \cdot 10^{-4}} = 8658 \text{ лет.}$$

Данное регулярность грозových разрядов способных нанести вред, проходит в соответствии со стандартом.

Регулярность грозových разрядов от набегающих волн:

$$N_{\text{ПВ}} = N \cdot N_{\text{гроз.ч}} \cdot l_{\text{опас.зона}} \cdot n_{\text{вл}} \cdot (1 - k_3) \cdot (p_\alpha \cdot \psi_{\text{пр}} + \delta_{\text{он}} \cdot p_{\text{он}} \cdot \psi_{\text{он}}) \cdot 10^{-4}, \quad (101)$$

где  $N$  – общее число ударов молнии на 100 км линии;

$l_{\text{опас.зона}}$  – длина опасной зоны, 2 км;

$n_{\text{вл}}$  – число подходящих к ОРУ линий, равно 4;

$k_3$  – коэффициент взаимного перекрытия линии вне городской черты, 0,6;

$\psi_{\text{пр}}$  – доля опасных для изоляции ПС импульсов при прорыве молнии на провода, возникших в пределах опасной зоны.

$\delta_{\text{он}}$  – доля грозových ударов в опору;

$\psi_{\text{он}}$  – доля опасных импульсов, возникающих при обратных перекрытиях в пределах опасной зоны;

Значение критического тока при грозовом разряде в линию при прямом перекрытии, кА:

$$I_{\text{ПР.ЭУ}} = \frac{2 \cdot U_{\text{ДОП}}}{Z_{\text{ПР.КОР}}} , \quad (102)$$

где  $U_{\text{ДОП}}$  – допустимое напряжение для внутренней изоляции СТ, реактора, выключателя и линии, равно 484 кВ.

$Z_{\text{ПР.КОР}}$  – волновое сопротивление коронирующей линии, 368 Ом.

$$I_{\text{ПР.ЭУ}} = \frac{2 \cdot 484}{368} = 2,63 \text{ кА.}$$

Вычислим часть грозовых разрядов в линию при прямом перекрытии:

$$\psi_{\text{пр}} = e^{-0,04 \cdot I_{\text{ПР.ЭУ}}} , \quad (103)$$

$$\psi_{\text{пр}} = e^{-0,04 \cdot 2,63} = 0,9 .$$

Значение критического тока при грозовом разряде в линию при обратном перекрытии, кА:

$$I_{\text{ОП.ЭУ}} = \frac{U_{\text{ДОП}}}{R_{\text{И}} + \delta \cdot h_{\text{ОП}}} , \quad (104)$$

где  $R_{\text{И}}$  – импульсное сопротивление заземлителя, 0,5 Ом;

$\delta$  – коэффициент для одного защитного троса, равный 0,3;

$h_{\text{ОП}}$  – высота опоры, 36 м.

Определим значение критического тока при грозовом разряде в линию при обратном перекрытии по формуле:

$$I_{\text{ОП.ЭУ}} = \frac{484}{0,5 + 0,3 \cdot 36} = 42,832 \text{ кА.}$$

Вычислим часть грозových разрядов в линию при обратном перекрытии:

$$\psi_{on} = e^{-0,04 \cdot I_{оп.эв}} , \quad (105)$$

$$\psi_{on} = e^{-0,04 \cdot 42,832} = 0,18 .$$

Вычислим часть грозových разрядов, попадающих в опору:

$$\delta_{оп} = \frac{N_{оп}}{N} , \quad (106)$$

где  $N_{оп}$  – число ударов молнии в опору.

$$\delta_{оп} = \frac{10}{30} = 0,33 .$$

Рассчитаем регулярность грозových разрядов от набегающих волн:

$$N_{пв} = 30 \cdot 15 \cdot 2 \cdot 3 \cdot (1 - 0,6) \cdot \\ \cdot (0,005 \cdot 0,9 + 0,33 \cdot 0 \cdot 0,18) \cdot 10^{-4} = 4,86 \cdot 10^{-4} .$$

Определим среднюю повторяемость опасных перенапряжений на ПС при набегании волны:

$$T_{пв} = \frac{1}{4,86 \cdot 10^{-4}} = 2057,6 \text{ лет} .$$

#### 6.1.4 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайной ситуацией называется такая ситуация, при которой безопасность не только персонала, но и окружающей среды, находится под угрозой. Основной причиной возникновения ЧС является, аварийная ситуация на объекте, из-за природных явлений или по вине обслуживающего персонала, в результате чего это может стать причиной нарушения здоровья, привести к травмам или в особо опасных случаях гибели людей, еще может повлечь за собой большие денежные убытки.

Виды аварий на электроэнергетических системах

1. Аварии на автономных электростанциях с долговременным перерывом электроснабжения;

2. Аварии на электроэнергетических сетях с долговременным перерывом электроснабжения потребителей и территорий;

3. Выход из строя транспортных электрических контактных сетей[28].

При аварии на энергообъекте, будет произведено отключение питающих цепей и в результате будет прекращена подача электроэнергии, питающимся от этого энергообъекта, к электроприемникам. Приведет это все к убыткам.

Основными факторами возникновения чрезвычайных ситуаций на подстанции являются:

1. Наличие неисправностей или видимых дефектов на электрическом оборудовании, что может привести к взрыву или пожару.

2. Срок службы оборудования подходит к концу.

3. Не компетентность обслуживающего персонала подстанции.

4. Погодные условия, которые могут привести к повреждениям электрических аппаратов на объекте.

5. Возникновение на территории объекта пожара.

Разберем основные аспекты безопасности на энергообъекте:

1. На территории подстанции обязаны присутствовать специальные средства тушения пожара, такие как огнетушители и резервуары с песком.

2. Во всех зданиях на территории подстанции должны быть размещены, план эвакуации из здания и номера телефонов экстренных служб.

3. Каждый человек из обслуживающего персонала подстанции должен ознакомиться с правилами техники безопасности и мерами по оказанию первой, до врачебной помощи.

4. Запрещается проводить ремонтные работы при неблагоприятных погодных условиях или при неполадках, которые могут за собой повлечь пожар.

5. Наличие средств оповещения об опасной или аварийной ситуации.

6. Территория подстанции должна находиться в надлежащем виде, то есть никакого мусора и высокой травы, как на территории, так и на определенном расстоянии за ее пределами.

Для обеспечения наиболее надежной защиты, все объекты на территории подстанции обладают свойствами, препятствующими возгоранию[3].

Меры пожарной безопасности на трансформаторной подстанции:

1. Трансформаторные подстанции должны быть защищены от попадания в них снега и дождя.

2. Двери всех трансформаторных помещений должны быть выполнены из негорючих материалов и открываться наружу или в другое помещение, не связанное с постоянным пребыванием людей и не являющееся эвакуационным путем.

3. Доступ в трансформаторные помещения должен быть ограничен.

4. Надежная эксплуатация трансформаторов и их пожарная безопасность должны обеспечиваться:

содержанием в исправном состоянии устройств охлаждения, регулирования и защиты оборудования

качественным выполнением ремонтов основного и вспомогательного оборудования, устройств автоматики и защиты.

5. Маслоприемные устройства под трансформаторами должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения.

6. Запрещается при пожаре на трансформаторе сливать масло из корпуса, так как это может привести к распространению огня на его обмотку и затруднить тушение пожара.

7. В местах установки пожарной техники должны быть оборудованы и обозначены места заземления.

8. Запрещается включение в эксплуатацию трансформаторов на электростанциях и подстанциях, если не обеспечена полная готовность к работе установок пожаротушения, предусмотренных проектом.

9. Пуск автоматической установки пожаротушения трансформатора (реактора) должен производиться только после снятия напряжения при срабатывании газовой и дифференциальной защиты и дистанционно со щита управления.

10. При любом виде пуска установки пожаротушения на трансформаторе должны быть отключены через выходные реле все его выключатели. Установки пожаротушения должны приводиться в действие после отключения выключателей или при отсутствии напряжения на трансформаторе.

11. В установке пожаротушения трансформатора должна предусматриваться выдача сигнала на закрытие отсечного клапана, устанавливаемого в трубопроводе масла между трансформатором и расширителем. Последующее открытие клапана производится вручную.

12. Необходимо свести к минимуму выделение токсичных газов и непрозрачного дыма из трансформатора в случае пожара[27].

Назначение первичных средств пожаротушения:

1) Песок следует использовать для тушения загораний и небольших очагов пожаров горючих жидкостей и ограничения их растеканий. Тушение песком производить набрасыванием его на горящую поверхность. Песок должен быть сухим без комков и посторонних примесей, хранится в металлических ящиках, укомплектованных совковой лопатой. Два раза в год песок необходимо перемешивать и удалять мусор и комки.

2) Углекислотные огнетушители применяются для тушения возгораний различных веществ и материалов и заряжены сжиженным углекислотным газом. Углекислота не проводит ток, поэтому углекислотные огнетушители можно применять для тушения пожаров в электроустановках, находящихся под напряжением не более 10000В, с расстояния не менее одного метра.

К ручным огнетушителям относятся углекислотные ОУ – 5 с баллонами емкостью до пяти литров.

К передвижным относятся УО – 25 (на тележке установлен один баллон вместимостью 25 литров) и УО – 80 (на тележке установлено два баллона вместимостью 40 литров)

3) Огнетушитель воздушно-пенный передвижной ОВП предназначен для тушения загораний и начинающихся пожаров, различных веществ и материалов, за исключением щелочных металлов, веществ, горение которых происходит без доступа воздуха, электроустановок, находящихся под напряжением.

4) Огнетушитель порошковый ОП – 10 предназначен для гашения горящих твердых веществ и электроустановок до 1000В.

Как нужно действовать персоналу подстанции на объекте при возникновении пожара:

- первое что нужно, не создавать панику и действовать строго по инструкции;

- следующим этапом будет оповещение о наличии пожара на территории, выше стоящему руководству (на объекте таким человеком является начальник смены);

- по мере возможности сообщить в пожарную охрану об аварийной ситуации;

- после сообщения начальнику смены об аварийной ситуации он начинает комплекс мер по защите персонала и электрооборудования подстанции от дальнейшего возгорания, до момента прибытия пожарного расчета, после чего тушение возгорания производится совместно [27].

Чтобы минимизировать ущерб, полученный от возгорания, персоналу нужно четко знать перечень своих обязанностей при возгорании, достигается это путем проверки ранее полученных знаний и возникновением с определенной периодичностью тренировок и учений. Только именно так,

можно быстро остановить распространения пожара и не подвергнуться опасности жизни людей.

На территории энергообъекта может быть установлен пожарный гидрант, используемый для тушения пожара. Если гидрант установлен на подстанции, то к нему должны применяться меры безопасности и условия эксплуатации.

Не обязательным условием на подстанции является строительство и использование насосной станции. Насосная станция выполняет такие задачи, как подача спецраствора в места возгорания электрооборудования, а также служит резервуаром для забора воды или спецраствора пожарными расчетами для тушения возгорания. Насосная станция полностью автоматизирована и не требует контроля со стороны обслуживающего персонала[26].

## 6.2 Экологичность

Одной из основных опасностей для экологии представляет загрязнение почвы трансформаторным маслом. В связи с этим на территории подстанции предусмотрены специальные защитные меры, для того чтобы не допустить попадания масла в толщу земли. Одними из принятия таких мер безопасности являются применения маслосборников, маслоприемников и маслоотводов. Данных резервуары заполняются щебнем. Применяется для того чтобы остановить горения проходящего через щебень трансформаторного масла[30].

На подстанции «Чайка» установлены два силовых трансформатора марки ТДТН-10000/110-У1. Основные характеристики данного трансформатора находятся в таблице ниже.

Таблица 23 – Параметры трансформатора ТДТН-25000/110-У1

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	Н	L	В
ТДТН-25000/110-У1	25	62,7	17,7	5880	6900	3760

Габариты маслоприемника для трансформатора марки ТДТН-25000/110-У1 при массе масла от 10 до 50 т должны выступать за габариты электрооборудования не меньше чем на 1,5 м. При этом габарит маслоприемника принимается согласно [25] меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородок, располагаемых от трансформатора на расстоянии не менее 2 м. Объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор.

На территории подстанции размещен маслоприемник с отводом масла и помещенной на поверхности маслоприемника сетку, выполненную из высококачественного, металла. На поверхности сетки толщиной 25 см насыпан щебень.

Существует два вида исполнения маслоприемников с отводом трансформаторного масла:

- С сеткой, выполненной из металла, на поверхности которой слоем толщиной 25 см насыпан щебень;
- Без сетки, где слой щебня толщиной 25 см засыпается непосредственно в самый низ маслоприемника.

Заполнять щебнем весь объем маслоприемника не обязательно, но при это необходима установка огнепреградителей на место слива масла.

Нижняя часть маслоприемника должна быть выполнена под наклоном в сторону углубления в земле, а также обязательно покрыто абсолютно чистым щебнем толщиной находящихся в пределе 40-70 мм. Толщина слоя щебня должна быть 25 см.

На территории предусматриваются маслоотводы, они служат для забора смеси масла и воды из маслоприемника. Исходя из ПУЭ диаметр маслоотводов находится исходя из определения общего объема воды от потраченной за 15 минут тушения и половины объема масла трансформатора[25].

Трансформаторы мощностью 25 МВА на напряжение 110 кВ, установленные на территории подстанции по паспортным данным имеют

полную массу 62,7 т. Масса масла в трансформаторе составляет 17,7 т, а его объем вычисляется по выражению:

$$V = \frac{m}{\rho_M} \quad (107)$$

где  $\rho_M$  - плотность трансформаторного масла, для масла марки Т-1500  
-  $\rho_M = 885 \text{ кг/м}^3$ .

$$V = \frac{17,7}{0,885} = 20 \text{ м}^3$$

Маслоприемник так же должен вмещать 80% воды от пожаротушения, поступающей в течении 30 минут со скоростью 0,2 л/с·м<sup>2</sup>. Определим, сколько воды расходуется за этот период (30 мин = 1800 сек):

$$Q_B = 0,2 \cdot 1800 = 360 \text{ л/м}^2$$

Исходя из данных трансформатора, мы можем найти площадь поверхности, которая заполняется при тушении оборудования:

$$S = 2 \cdot [(H \cdot B) + (H \cdot L)] \quad (108)$$

$$S = 2 \cdot [(5,880 \cdot 3,760) + (5,880 \cdot 6,900)] = 125,4 \text{ м}^2$$

Рассчитаем необходимый объем воды для тушения оборудования:

$$V' = S \cdot 360 \cdot 0,001 \cdot \frac{80\%}{100\%} \quad (109)$$

$$V' = 125,4 \cdot 360 \cdot 0,001 \cdot \frac{80\%}{100\%} = 36,1 \text{ м}^3$$

Вычислим суммарный объем масла и воды:

$$V = V' + V \quad (110)$$

$$V = 36,1 + 20 = 56,1 \text{ м}^3$$

Произведем расчет площади маслоприемника по формуле:

$$S = L \cdot B' \quad (111)$$

где  $L' = L + \Delta = 6,9 + (2 \cdot 1,5) = 9,9 \text{ м}$  - длина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$L = 6,9 \text{ м}$  - длина трансформатора

$\Delta = 1,5 \text{ м}$  - размер выступа за габариты единичного электрооборудования, зависящий от массы трансформаторного масла, находящегося в электрооборудовании, при массе трансформаторного масла от 10 до 50 т;

$B' = B + \Delta = 3,760 + (2 \cdot 1,5) = 6,76 \text{ м}$  - ширина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$B = 3,760 \text{ м}$  - ширина трансформатора.

$$S = 9,9 \cdot 6,76 = 66,924 \text{ м}^2$$

Определив суммарный объем масла и воды, рассчитаем глубину маслоприемника зная его площадь.

Определим глубину маслоприемника:

$$h = \frac{V}{S} + h_1 + h_2 \quad (112)$$

где  $h_1 = 0,25 \text{ м}$  - толщина гравийной засыпки

$h_2 = 0,05 \text{ м}$  - воздушный промежуток между решеткой и маслом.

$$h = \frac{56,1}{66,924} + 0,25 + 0,05 = 1,138 \text{ м}$$

Наполнение маслом или водой рядом стоящего маслоприемника по средствам оттока одного в другой должно быть исключено.

При откачке или отборе масла строго запрещается:

- Нахождение людей, не имеющих отношения к откачке или отбору масла;

- Производить работу с применением сварочных аппаратов около места откачки или отбора масла;

- При отборе масла не допустим его разлив на открытую поверхности земли.

- Использование средств освещения не закрытого исполнения.

Если при осмотре электрического оборудования на поверхности щебня или маслоприемника, было замечено образование небольших лужиц или подтеков масла, то немедленно следует найти и устранить данную причину образования.

Чистота трансформаторного масла проверяется путем осмотра специальной шкалы на трансформаторе, которая показывает уровень масла в трансформаторе и наглядно видно его цвет[30].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Реконструкция подстанции «Чайка» напряжением 110/35/6 кВ произведена согласно всем нормам, правилам, требованиям и с соблюдением государственных стандартов. А также во избежание поражения электрическим током при различных видах повреждений, как ранее имеющимся, так и новым электрическим оборудованием, необходимо присоединить к контуру заземления.

Были высчитаны токи короткого замыкания, для использования в выборе электрического оборудования.

Произведен выбор нового оборудования в замен устаревшему, с учётом необходимых условий выбора.

Установленная на подстанции релейная защита, отвечает всем требуемым условиям обеспечения безопасности всего оборудования.

Все оборудование и вся территория подстанции защищается о прямых попадания молнии с использованием установленных на ней молниеотводов.

А также подстанция оснащена различными видами защиты, от непредвиденных чрезвычайных ситуаций.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1) СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНИП 23-01-99
- 2) Надежность в электроэнергетике [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://electricalschool.info/main/elsnabg/2059-nadezhnost-v-elektroenergetike-osnovnye-ponyatiya-i-opredeleniya.html> – 19.04.2020.
- 3) Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Энергоатомиздат, 2005.
- 4) Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98/ под редакцией Б.Н. Неклепаева. – М.: НЦ ЭНАС, 2006.
- 5) Окловович, М.Н. Проектирование электрической станции. – М.: Энергоатомиздат, 2005.
- 6) Свирен, С.Я. Электрические станции и подстанции: пособие по дипломному проектированию. – М.: Интермет Инжиниринг, 2005.
- 7) Басс, Э.И. Релейная защита электроэнергетических установок. – М.: Энергоатомиздат, 2002.
- 8) ГОСТ Р 52565-2006 Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ.
- 9) Выключатель элегазовый баковый [Электронный ресурс] – [https://zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/](https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/) – 19.04. 2020.
- 10) Energoboard [Электронный ресурс] – <https://energoboard.ru/post/32/> – 19.04.2020.
- 11) Электрощит Самара [Электронный ресурс] – <https://electroshield.nt-rt.ru/images/manuals/vvup9.pdf> – 19.04.2020.
- 12) Энергомаш [Электронный ресурс] – <http://www.em.dn.ua/vv/razed/rndz-35.htm> – 19.04.2020.

13) Voltten group [Электронный ресурс] – <https://voltten.com/nami-110-transformator-napryazheniya-izmeritelnyj-maslyanyj-antirezonsnyj/> – 20.04.2020.

14) Машинформ.ру [Электронный ресурс] – <https://electro.mashinform.ru/transformatory-toka-vstroennye/transformatory-toka-serii-tvt-obj193.html> – 20.04.2020.

15) Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. Проф. Образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 449 с.

16) Zaoista [Электронный ресурс] – <https://zaoinsta.ru/katalog-produkcii/izolyatory-opornye-polimernye-tipa-osk-10-110-na-napryazhenie-110-kv> – 22.04.2020.

17) Арматурно-изоляционный завод [Электронный ресурс] – <http://www.insulators.ru/ru/SCHOP-35-2.html> – 22.04.2020.

18) ELR [Электронный ресурс] – [http://elr-systems.ru/upload/shop\\_1/1/4/2/item\\_142835/shop\\_property\\_file\\_142835\\_2849.pdf](http://elr-systems.ru/upload/shop_1/1/4/2/item_142835/shop_property_file_142835_2849.pdf) – 22.04.2020.

19) Elec.ru [Электронный ресурс] – <https://www.elec.ru/articles/polimerizolyator/> – 24.04.2020.

20) Область применения, выбор и расчет ОПН, установленных в сети 0,4-750кВ. Электронный учебный материал / под ред. Паперный Л.Е. – М.: БНТУ, 2015, 16 с.

21) Библиофонд [Электронный ресурс] – <https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=541560> – 27.04.2020.

22) Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – М.: «Высшая школа», 2006.

23) Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Учебное пособие / под ред. А.М. Ершов. – М.: Издательский центр ЮурГУ, 2015, 13 с.

24) РД 153-34.0-35.518. Инструкция по эксплуатации газовой защиты. – М.: ОРГРЭС, 2001.

- 25) Правила устройства электроустановок. – М.: НЦ ЭНАС, 2003.
- 26) Техника безопасности при строительном-монтажных работах в энергетике. Справочное пособие / под ред. П. Н. Долина. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
- 27) Рекомендации по тушению пожаров электроустановок, находящихся под напряжением. М. ВНИИПО, 1986, 17 с.
- 28) ППБ 01-03. «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации», ФГУ ВНИИПО МЧС России, М.: 2003.
- 29) СНИП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. Постановление Министра России от 13.02.1997 № 18-7
- 30) Энергетика и экология. Учебное пособие / под ред. Пугач Л.И. – М.: НГТУ, 2003.