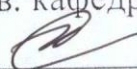


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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  
« 26 » 06 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**


на тему: Реконструкция подстанции Уссурийск-1 напряжением 110/35/6 кВ  
Приморского края, в связи с увеличением нагрузки

Исполнитель  
студент группы 642-об1

 16.06.2020  
подпись, дата


М.Г. Иойнис

Руководитель  
доцент

 22.06.2020 г.  
подпись, дата

П.П. Проценко

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

 16.06.2020  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

 22.06.2020  
подпись, дата

Н.С. Бодруг

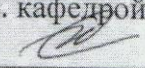


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина

« 24 » 03 2020 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Иойнис Михаил Григорьевич

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции Уссурйск-1 напряжением 110/35/6 кВ Приморского края, в связи с увеличением нагрузки

(утверждено приказом от 23.03.2020г. № 657-уч.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 22.06.2020г.

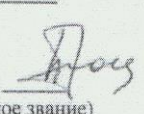
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, перечень потребителей, нормативно-справочная литература; ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ и ПТБ


4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района проектирования. 2. Характеристика объекта и постановка задачи проектирования. 3. Расчет и анализ нагрузок. Выбор трансформаторов. 4. Выбор электрического оборудования. 5. Выбор устройств релейной защиты и автоматики. 6. Расчет молниезащиты и заземления ПС. 7. Безопасность и экологичность. 8. Расчет показателей экономической эффективности проекта.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Однолинейная схема ПС. 2. Разрез ячейки 110 кВ. 3. Схемы замещения. 4. Релейная защита. 5. Защита на базе RET/ 6. Молниезащита 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: Проценко П.П., доцент   
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

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



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 140 с., 13 рисунков, 37 таблиц, 178 формул, 25 источников.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, АНАЛИЗ НАГРУЗОК, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ.

В данной выпускной квалификационной работе проведена реконструкция подстанции «Уссурийск-1» Приморского края. Дано описание района и региона, произведен расчет нагрузок подстанции. Осуществлен выбор типов трансформаторов на представленной подстанции. Для выбора и проверки оборудования и аппаратов, были произведены расчеты токов короткого замыкания. Выбраны и проверены устройства и аппараты устанавливаемые на подстанции в рамках реконструкции. Выбраны средства и устройства релейной защиты и автоматики. Расчитаны зоны защиты подстанции от прямых ударов молнии, а так же определены параметры заземляющих устройств. В рамках раздела безопасность и экологичность, выполнен расчет шумности трансформатора и расчет объема маслоборника и маслоприемника. Произведен расчет экономической составляющей реконструкции.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика района и региона	8
1.1 Общая характеристика Приморского края	8
1.2 Основные направления развития энергетики Приморского края	10
2 Характеристика объекта и постановка задачи проектирования	14
2.1 Общая характеристика объекта	14
2.2 Анализ существующей системы электроснабжения и оборудования подстанции	15
2.3 Обоснование реконструкции подстанции	18
3 Расчет и анализ нагрузок. Выбор мощности силового трансформатора	21
3.1 Расчет нагрузок	21
3.2 Расчет токов короткого замыкания	23
3.3 Выбор силового трансформатора	31
4 Выбор электрического оборудования	35
4.1 Выбор выключателей	35
4.2 Выбор комплектного распределительного устройства 6 кВ	42
4.3 Выбор разъединителей измерительных трансформаторов	43
4.4 Выбор трансформаторов тока	44
4.5 Выбор трансформаторов напряжения	52
4.6 Выбор шинных конструкций	57
4.6.1 Выбор жестких шин	57
4.6.2 Выбор гибких шин	59
4.7 Выбор опорных изоляторов	62
4.8 Выбор ограничителей перенапряжения	64
4.9 Выбор трансформаторов собственных нужд	65
4.10 Выбор аккумуляторных батарей	65
4.11 Выбор высокочастотных заградителей	69
5 Выбор устройств релейной защиты и автоматики	71
5.1 Дифференциальная токовая защита	71

5.2 Максимальная токовая защита	75
5.3 Защита от перегрузки	77
5.4 Газовая защита трансформатора	79
5.5 Автоматическое регулирование коэффициента трансформации	80
5.6 Устройство автоматического повторного включения	82
5.7 Устройство автоматического ввода резерва	84
5.8 Микропроцессорные средства защиты	85
5.8.1 Защита трансформатора на базе терминала «RET670»	86
5.8.2 Защита ошиновки на базе терминала «RED521»	93
6 Расчет заземления и молниезащиты	96
6.1 Расчет заземления	96
6.2 Защита от прямых ударов молнии	101
6.3 Грозоупорность ОРУ	103
7 Безопасность и экологичность	109
7.1 Безопасность	109
7.2 Экологичность	112
7.2.1 Расчет шума создаваемого трансформаторами	112
7.2.2 Расчет маслоприемника	117
7.3 Чрезвычайные ситуации	124
8 Расчет показателей экономической эффективности проекта	127
8.1 Расчет капитальных затрат на электрооборудование	127
8.2 Расчет эксплуатационных затрат	128
8.3 Расчет стоимости потребляемой электроэнергии	128
8.4 Расчет эффективности инвестиций	129
Заключение	133
Библиографический список	134
Приложение А. Оборудование подстанции	137

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

- АВР - автоматический ввод резерва;
- АПВ - автоматическое повторное включение;
- КРУ - комплектное распределительное устройство;
- КЗ - короткое замыкание;
- ЛС - линии связи;
- ОПН - ограничители перенапряжения;
- ОРУ - открытое распределительное устройство;
- ПС - подстанция;
- Рз и А релейная защита и автоматика;
- РУ - распределительное устройство;
- ТТ - трансформатор тока;
- ТН - трансформатор напряжения;
- ЧДД - частный дисконтированный доход
- ЧС - чрезвычайные ситуации.

## ВВЕДЕНИЕ

Главным показателем характеризующим городскую систему электроснабжения, является ее расширение и развитие обусловленное вводом в работу новых объектов и потребителей, а так же реконструкцией уже существующих.

В процессе развития города, электрические нагрузки имеют тенденцию к росту. В связи с этим, система электроснабжения не может обеспечить необходимую мощность и возникает необходимость их модернизации или реконструкции.

Целью выпускной квалификационной работы является проектирование реконструкции подстанции «Уссурийск-1» Приморского края, так как оборудование подстанции физически и морально устарело, и не удовлетворяет потребностям потребителей, требующих большую нагрузку, чем может обеспечить подстанция.

Для модернизации подстанции необходима замена силовых трансформаторов на более мощные, замена устаревшего оборудования и внедрение современных средств защиты оборудования и аппаратов подстанции.

Помимо выбора и замены необходимого оборудования, в работе представлен раздел безопасности жизнедеятельности, а так же экологичности. В котором рассмотрены вопросы охраны труда работников, безопасные методы производства работ, представлены возможные чрезвычайные ситуации и возможности их устранения.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА И РЕГИОНА

## 1.1 Общая характеристика Приморского края

Приморский край как субъект Российской Федерации входит в состав Дальневосточного Федерального округа (ДФО) и расположен на востоке России в пределах Дальневосточного экономического района. Приморский край занимает юго-восточную окраину России и расположен в самой южной части Дальнего Востока в пограничной зоне.

На юге и востоке Приморский край омывается Японским морем, на севере граничит с Хабаровским краем, на западе — с Китаем и Северной Кореей.

В состав Приморского края кроме материковой части входят многочисленные острова: Аскольд, Петрова, Попова, Путятин, Рейнеке, Рикорда, Русский, группа островов архипелага Римского-Корсакова и др.

Площадь территории Приморского края — 165 900 км<sup>2</sup>, что составляет 0,97 % площади Российской Федерации.

Административным центром Приморского края, а также столицей Дальневосточного федерального округа, является город Владивосток.

В состав Приморского края входят 12 городских округов, 22 муниципальных района, 25 городских и 112 сельских поселений. Численность населения на 1 января 2017 года составила 1 923 116 человек, или 31,13 % от численности населения ДФО, в том числе:

- а) городского населения — 1 483 211 человек;
- б) сельского населения — 439 905 человек.

Таким образом, на 1 января 2017 года удельный вес городского населения составлял 77,13 %, а плотность населения — 11,59 чел./км<sup>2</sup>.

В таблице 1 представлен перечень наиболее крупных населенных пунктов Приморского края с указанием численности постоянного населения.



Таблица 1 — Перечень наиболее крупных населенных пунктов Приморского края с указанием численности постоянного населения

Населенный пункт	Численность постоянного населения на начало года, чел.	
	2016	2017
Владивосток	633 167	633 414
Уссурийск	194 761	196 863
Находка	154 476	152 294
Артем	114 873	116 284
Арсеньев	53 083	52 767
Партизанск	45 371	45 106
Лесозаводск	43 769	43 481
Дальнегорск	43 700	43 211
Спасск-Дальний	41 539	41 127
Большой Камень (ЗАТО)	39 978	39 739
Фокино (ЗАТО)	31 516	31 551
Дальнереченск	29 185	28 891

Одной из наиболее интенсивно развивающихся частей экономики Приморского края является промышленный комплекс. Его основными секторами являются: пищевая промышленность, электроэнергетика и добыча угля, машиностроение, судоремонт, горнодобывающая, рыбная, лесная и деревообрабатывающая промышленность.

Сельскохозяйственное производство ведется по всей территории Приморского края, особенно интенсивно в южных и юго-западных районах. Климатические условия благоприятны для возделывания практически всех аграрных культур.

Перспективы экономического развития и территориальной организации Приморского края определяются следующими основными факторами:

- а) исключительно благоприятным экономико-географическим (в частности транспортно-географическим) положением;
- б) геополитическими и внешнеэкономическими факторами;
- в) природно-ресурсным потенциалом;
- г) созданной инфраструктурой, в том числе транспортной, энергетической.

## **1.2 Основные направления развития энергетики Приморского края**

Приморский край является крупным потребителем топливно-энергетических ресурсов (ТЭР). Основными видами ТЭР, потребляемыми в Приморском крае, являются: электрическая и тепловая энергии, нефтепродукты, уголь, древесное топливо, природный и сжиженный газ.

Электроэнергетика является одной из базовых отраслей экономики Приморского края, обеспечивающей электрической и тепловой энергией внутренние потребности промышленных предприятий, народного хозяйства и населения края.

Недостаток маневренной мощности является основной проблемой генерирующих мощностей ЭС Приморского края. Несмотря на избыточный баланс ОЭС Востока энергоснабжение отдельных районов Приморского края затруднено в связи с недостатком генерирующих мощностей на юге края и, как следствие, значительной перегруженностью электросетевых объектов распределительного комплекса.

Электроснабжение ряда населенных пунктов осуществляется от локальных дизельных электростанций (ДЭС). Значительные затраты на их содержание и приобретение топлива определяют высокую стоимость электроэнергии, а качество услуг, предоставляемых населению и предприятиям, не соответствует стандартам и нормативам, нередки случаи аварийных ситуаций, приводящих к отключениям электроэнергии [24].

За последние годы в электроэнергетике края наметились положительные

тенденции к глобальным преобразованиям: строительство новых объектов генерации и электросетевых объектов, модернизация и реконструкция существующих объектов, изменение топливно-энергетического баланса региона, связанное с переходом на более экономичные и экологически чистые виды топлива.

Целями развития энергетики Приморского края:

а) надежное обеспечение энергетическими ресурсами экономики и населения Приморского края;

б) формирование энергетической инфраструктуры, позволяющей подключаться к работе перспективных энергетических потоков стран Азиатско-Тихоокеанского региона;

в) повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов на территории Приморского края необходимое для правильного формирования эффективной и развивающейся экономической системы Приморского края [24].

Задачами развития энергетики Приморского края являются:

а) модернизация электросетевого хозяйства;

б) перевод мазутных котельных и дизельных электростанция на газовое и местное (угольное) топливо;

в) замещение неэффективных мазутных котельных генерирующими источниками, работающими в режиме когенерации.

На основании прогноза потребления электроэнергии и мощности, разработанного АО «СО ЕЭС», сформированы балансы электрической энергии и мощности на пятилетний период до 2023 года, согласно данным СиПР ПК 2018-2022.

Прогноз производства и потребления электроэнергии в Приморском крае представлен в таблице 2.

Прогноз потребления мощности в Приморском крае, представлен в таблице 3.

Таблица 2 - Прогноз производства и потребления электроэнергии в Приморском крае, млн кВт•ч

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Электропотребление	13 251	13 608	13 910	14 103	14 558	14 868
Среднегодовые темпы прироста, %	0,97	2,69	2,22	1,39	3,23	2,13
Производство электроэнергии	10 906	11 356	11 729	11 784	12 063	12 645
Сальдо-переток	2 345	2 252	2 181	2 320	2 495	2 223

Таблица 3 - Прогноз потребления мощности в Приморском крае, МВт

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Покрытие (установленная мощность), в том числе:	2 750,3	2 750,3	3 270,3	3 270,3	3 315,3	3 315,3
ГЭС						
ТЭС	2 750,3	2 750,3	3 270,3	3 270,3	3 315,3	3 315,3
ВИЭ						
Потребность (собственный максимум)	2 345	2 431	2 463	2 548	2 556	2 700

Прогноз спроса на электрическую энергию до 2023 года приведен на рисунке 1.

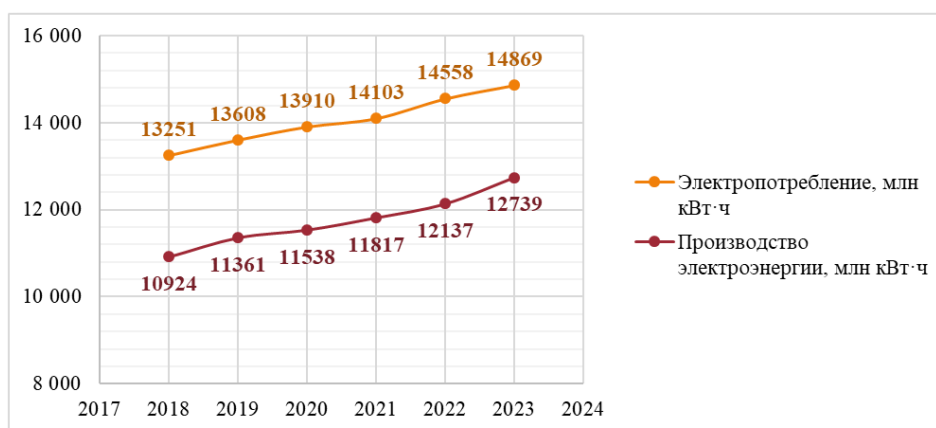


Рисунок 1 - Прогноз производства и спроса на электрическую энергию до 2023 года



Прогнозируемый прирост спроса на электрическую энергию по энергосистеме Приморского края (1618 млн кВт·ч к концу прогнозного периода) будет связан прежде всего с увеличением потребности в электрической энергии за счет увеличения величины присоединенной мощности по существующим присоединениям а так же за счет ввода новых потребителей.

Из приведенных данных следует, что в энергосистеме Приморского края наибольший рост электропотребления ожидается в 2019 и 2023 годах — на уровне 2,69 % и 3,23 % к предыдущему году, среднегодовые темпы роста электропотребления за весь период с 2018 по 2023 год составят 2,1 %.

Наиболее крупным потребителям электрической энергии и мощности по итогам 2017 года на территории Приморского края являются такие компании как: АО «РЖД», ООО «Дальнегорский ГОК», ООО «Дальнефтепровод», КГУП «Приморский водоканал», АО «ДЦСС» — Судостроительный комплекс «Звезда» и другие [24].

К наиболее крупным потребителям электрической энергии и мощности, ввод которых запланирован на период 2019-2023 годов относятся: Судостроительная и судоремонтная Верфь «Звезда-DSME» (63,1 МВт), «ЗАО «ВНХК» (потребление из энергосистемы Приморского края до 200 МВт), Микрорайоны «Шестой», «Парковый», «Садовый» (25,76 МВт), Объекты АО «КРДВ» (49,1 МВт) и другие [24].

## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

В этом разделе будут рассмотрены ключевые моменты, характеризующие объект проектирования. Проведен анализ существующей энергосистемы. Сделаны выводы касательно необходимости и масштаба реконструкции.

### 2.1 Общая характеристика объекта

Рассматриваемая в данной дипломной работе подстанция «Уссурийск-1», расположена в городе Уссурийск, Приморского края. Класс напряжения подстанции: 110/35/6 кВ. Питание осуществляется по линии 110 кВ, проводом М 95/28,6 от Артемовской ТЭЦ. Подстанция обеспечивает широкий спектр потребителей, заводы и комбинаты, городские районы, села и т.д.

Потребителями подстанции на напряжении 110 кВ являются:

- а) ПС «Кожзавод»;
- б) ПС «УКФ»;
- в) ТП 3, РП 3;
- г) Село «Тереховка»;
- д) Село «Междуречье»;
- е) Село «Новоникольск»;
- ж) Студгородок.

На напряжении 35 кВ:

- а) ЗАО УМЗ «Уссурийский машиностроительный завод»;
- б) МЖК Уссурийский масложирокомбинат ООО «Приморская соя»;
- в) Барановский полигон;
- г) ОАО АРЗ «Уссурийский авторемонтный завод»;
- д) АО Молочный завод «Уссурийский»;
- е) Мелькомбинат ООО «Уссурийские мельницы»;
- ж) К/Х «Коммунар»;
- з) Село «Борисовка»;
- и) Село «Корсаковка»;

- к) Село «Алексей-никольское»;
- л) Село «Покровка»;
- м) Село «Новогеоргиевка»;
- н) Село «Ильичевка».

Качеству электроэнергии уделяется повышенное внимание, объясняемое большим количеством потребителей первой категории и значительными экономическими ущербами, которые могут возникать при пониженном качестве электроэнергии или полном его отсутствии.

## **2.2 Анализ существующей системы электроснабжения и оборудования подстанции**

Питание реконструируемой подстанции осуществляется от Артемовской ТЭЦ по ВЛ 110 кВ, проводом М 95/28,6.

Основными коммутационными аппаратами подстанции «Уссурийск-1» являются масляные выключатели, разъединители, автоматические выключатели, предохранители.

ПС состоит из силовых трансформаторов, ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ и КРУ 6 кВ.

К оборудованию открытых распределительных устройств 110 и 35 кВ относятся: сборные системы шин, разъединители, масляные выключатели, измерительные трансформаторы тока, ограничители перенапряжения, разрядники.

Разъединители необходимы для разъединения и переключения участков цепи, которые находятся под напряжением, при этом не предусматривается разъединение под нагрузкой. Разъединители создают видимый разрыв в электрической цепи, требуемый в соответствии с правилами эксплуатации электроустановок. Разъединители не имеют дугогасительных устройств и поэтому предназначены, главным образом, для включения и отключения электрических цепей при отсутствии тока нагрузки и находящихся только под напряжением или даже без напряжения.

Выключатели – коммутационные аппараты, предназначенные для

включения, отключения или переключения электрической цепи, находящейся под нагрузкой. Они должны отключать и включать токи, в нормальном и аварийном режимах работы электроустановок. Защитная среда одновременно с дугогашением обеспечивает и диэлектрическую прочность промежутка между контактами в отключенном положении, от чего зависит, помимо прочего, и величина хода контактов.

Трансформаторы тока – измерительные устройства которые применяются в электрических установках. Они относятся к измерительным трансформаторам, предназначенным для расширения предела измерения измерительных приборов в низковольтных цепях, а в высоковольтных цепях, помимо прочего, применяются для изолирования приборов и реле от высокого напряжения. Работа трансформатора тока основана на законе электромагнитной индукции, действующего в электрических и магнитных полях, изменяющихся по форме гармоник переменных синусоидальных величин. Принцип работы трансформатора тока основан на преобразовании первичной величины вектора тока, протекающего в силовой цепи, во вторичное пониженное значение с соблюдением пропорциональности по модулю и точной передачей угла.

Разрядники – аппараты, которые предназначены для защиты электрического оборудования от внешних и внутренних перенапряжений. Разрядник состоит из дугогасительного устройства и двух электродов, расположенных внутри корпуса. Конструктивно разрядник представляет из себя пару электродов, один из них крепится на защищаемой цепи, второй заземляется. Пространство между электродами называется искровым промежутком. При определенном значении напряжения между двумя электродами искровой промежуток пробивается, тем самым снимая с защищаемого участка цепи перенапряжение.

Высокочастотные заградители, (далее – ВЧ-заградители), электрические аппараты, использующиеся для создания высокочастотных каналов связи по высоковольтным линиям электропередач (10, 35-750 кВ) для обеспечения передачи сигналов релейной защиты, телемеханики, противоаварийной



автоматики, телефонной связи, промодулированных высокой частотой (24-1000 кГц) по фазному проводу или грозотросу. ВЧ-заградитель представляет собой высокочастотный фильтр, исключаящий (ослабляющий) шунтирующее действие шин подстанций и отпаек линии электропередачи на линейный тракт канала ВЧ-связи.

Шины и шинные конструкции могут изготавливаться из меди, алюминия, стали. Иметь круглое, прямоугольное или коробчатое сечение. Шины и шинные конструкции могут собираться из одной или нескольких полос на фазу, а зависимости от величины тока нагрузки.

Токоведущие части электроустановок крепятся и изолируются друг от друга, а также по отношению к земле при помощи изоляторов. Изоляторы чаще всего изготавливаются из фарфора, т. к. он обладает высокой механической и электрической прочностью, и необходимой теплоёмкостью, а также из стекла и кремне-органических материалов. В последнее время для изготовления изоляторов все чаще применяются полимеры.

Трансформаторы напряжения – электрические аппараты необходимые для измерения напряжения в сетях до 1 кВ и выше.

Силовые трансформаторы – электрические аппараты предназначенные для преобразования значения напряжения переменного тока без изменения его частоты.

Подстанция оборудована выключателями МКП 110М ШПЭ-31-33, с трансформаторами тока ТФНД-110 600/5, в линиях 110 кВ, трансформаторами ТДТН – 31500 и ТДТН 40000, (имеющими встроенные устройства РПН).

КРУ-6 кВ выполнено комплектным модульным распределительным устройством, с реакторами на отходящих линиях, вакуумными выключателями ВВТЭ-10-20-630.

Для обеспечения необходимым питанием потребителей собственных нужд подстанции, а также оперативных цепей, установлены два трансформатора ТМ 100/6.

Управление выключателями 110 кВ обеспечивается с главного щита

управления. Управление вводными выключателями 6 кВ и выключателями отходящих линиях, осуществляется при помощи шкафов РУ-6 кВ.

Управление разъединителями осуществляется вручную.

На подстанции установлено устройство центральной сигнализации, предусматривающей предупреждающую и аварийную сигнализации с последующей передачей сигнала на диспетчерский пункт.

### **2.3 Обоснование реконструкции подстанции**

Основными требованиями, предъявляемыми к выбору мощности силовых трансформаторов являются: обеспечение надежности электроснабжения потребителей (с учетом категории приемников электроэнергии по отношению к требованиям надежности), а также минимум приведенных затрат на трансформаторы с учетом динамики роста электрических нагрузок.

Мощность силовых трансформаторов должна обеспечить питание всех приемников электроэнергии, которые подключены к данной подстанции. Мощность силовых трансформаторов необходимо выбирать учитывая экономическую целесообразность рабочего режима, а также в соответствии с необходимостью соответствующего резервирования питания потребителей при условии отключения отключения одного из трансформаторов и того, что нагрузка трансформаторов в нормальных и послеаварийных режимах не должна вызывать сокращения его естественного срока его службы.

На подстанциях 35 кВ и выше, в соответствии с ГОСТ 13109-97, существует необходимость установки трансформаторов со встроенными устройствами регулирования под нагрузкой, обусловленных изменяющейся нагрузкой потребителей.

Согласно данным схем и программ развития электроэнергетики приморского края на 2019 - 2023 годы, в режимах летнего максимума нагрузки в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 — Тереховка, нагрузка составляет 316 А (105 %). Схемно-режимные мероприятия, исключаяющие работу оборудования в недопустимых режимах, отсутствуют.

По данным зимнего контрольного дня замеров (КДЗ), от 19 декабря 2019

года, загрузка подстанции Уссурийск-1 составляет: 35,352 МВт (38,095 МВА), что соответствует 121 % перегрузке оставшегося в работе трансформатора Т1 (31,5 МВА) в случае отключения Т2 (40 МВА).

Согласно ГОСТ 14209-97, допустимая загрузка трансформаторов средней мощности для режимов нагрузки превышающих номинальную, в режиме систематических нагрузок, составляет: по току – 1,5 отн. ед., по температуре точки имеющей наибольший нагрев, а также металлических частей, соприкасающихся с изоляционным материалом – 140 °С, по температуре масла в верхних слоях - 105 °С. В режиме продолжительных аварийных перегрузок: по току – 1,5 отн. ед., по температуре точки имеющей наибольший нагрев и металлических частей которые соприкасаются с материалом изоляции – 140 °С, по температуре масла в верхних слоях – 115 °С. В режиме кратковременных аварийных перегрузок: по току – 1,8 отн. ед., по температуре наиболее нагретой точки и металлических частей, соприкасающихся с изоляционным материалом – 160 °С, по температуре масла в верхних слоях – 115 °С .

Режим нагрузки трансформатора, в котором происходит, превышение номинального значения, может приводить к следующим последствиям:

- а) температура обмоток, соединений, изоляции и масла и иных частей трансформатора растет и может превысить допустимые значения;
- б) возрастает плотность потока рассеяния вне магнитной системы, что может вызвать высокий нагрев металлических частей трансформатора в следствии образования вихревых токов;
- в) из-за сочетания основных и добавочных потоков рассеяния могут ограничиться эксплуатационные возможности магнитной системы в процессе высокой индукции;
- г) содержание в трансформаторном масле влаги и газа может измениться вследствие изменения температуры;
- д) ограничивается возможность применения трансформаторов тока, переключателей, из-за повышенных нагрузок.

Таким образом, при увеличении тока нагрузки происходит повышение

температуры, и как следствие может возникнуть опасность преждевременного выхода из строя оборудования.

В соответствии с данными, приведенными выше, на подстанции Уссурийск-1 существует необходимость реконструкции, заключающаяся в замене трансформатора Т-1, с заменой или модернизацией морально и физически устаревшего коммутационного и защитного оборудования.



## 3 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НАГРУЗОК. ВЫБОР МОЩНОСТИ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

В данном разделе выпускной квалификационной работы будут рассчитаны электрические нагрузки подстанции «Уссурийск-1», согласно данным зимнего максимума. Проведен соответствующий анализ расчетных значений, а также выбран силовой понижающий трансформатор соответствующий необходимым условиям работы с учетом перспективного развития системы.

### 3.1 Расчет нагрузок

Целью расчета электрических нагрузок является определение суммарной мощности всех потребителей для определения расчетной мощности главных понижающих трансформаторов, а также для выбора их типов, и определения полной мощности подстанции. При определении расчетных нагрузок необходимо учесть [1]:

а) рост электрических нагрузок влечет за собой непрерывное совершенствование производства включающего в себя (автоматизацию и механизацию процессов производства) что в свою очередь, может увеличивать расход электроэнергии потребляемой предприятием;

б) графики электрических нагрузок каждого фидера (изменяются во времени. Они могут расти по мере совершенствования техники производства);

в) перспективы развития производства и, как следствие, перспективный рост электрических нагрузок потребителей в ближайшие 10 лет.

Согласно данным зимнего максимума за 2018 год, активные нагрузки на ПС «Уссурийск-1» составляют:

а) на стороне 110 кВ – 26 МВт;

б) на стороне 35 кВ – 6,5 МВт;

в) на стороне 6 кВ – 2,85 МВт.

Для расчета полной нагрузочной мощности подстанции, необходимо произвести расчет реактивной мощности нагрузок на фидерах для каждого

класса напряжения подстанции. Расчет производится по формуле:

$$Q = P \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (1)$$

где  $Q$  – реактивная мощность, Мвар;

$P$  – активная мощность, МВт;

$\operatorname{tg}\varphi$  - отношение между реактивной и активной составляющими нагрузки,  
 $\operatorname{tg}\varphi=0,4$ .

$$Q_{110} = 26 \cdot 0,4 = 10,4 \text{ Мвар},$$

$$Q_{35} = 6,5 \cdot 0,4 = 2,6 \text{ Мвар},$$

$$Q_6 = 2,85 \cdot 0,4 = 1,14 \text{ Мвар}.$$

Определим полную мощность нагрузок для каждой стороны по формуле для полной мощности:

$$S = \sqrt{Q^2 + P^2}, \quad (2)$$

$$S_{110} = \sqrt{2,6^2 + 10,4^2} = 28 \text{ МВА},$$

$$S_{35} = \sqrt{6,5^2 + 2,6^2} = 7 \text{ МВА},$$

$$S_6 = \sqrt{2,85^2 + 1,14^2} = 3,07 \text{ МВА}.$$

Суммарная нагрузка на ПС составляет:

$$S_{\text{сум}} = S_{110} + S_{35} + S_6, \quad (3)$$

$$S_{\text{сум}} = 28 + 7 + 3,07 = 38,07 \text{ МВА}.$$

Что соответствует показаниям фактической максимальной загрузки трансформаторного оборудования контрольного дня замеров.

Допустимая нагрузка трансформаторного оборудования ПС, согласно данным СиПР ПК 2018 – 2022, составляет 31,5 МВА.

При разработке плана реконструкции подстанции необходимо учитывать перспективы развития производства и, перспективный рост электрических нагрузок потребителей в ближайшие 10 лет [1], который составляет 7,37 МВА. Соответственно перспективная мощность, с учетом прогнозируемой нагрузки:

$$S_{\text{персп}} = S_{\text{расч}} + S_{\text{прогн}}, \quad (4)$$

где  $S_{\text{персп}}$  - расчетная перспективная мощность, МВА;

$S_{\text{расч}}$  - расчетная мощность, МВА;

$S_{\text{прогн}}$  - прогнозируемая мощность, МВА.

$$S_{\text{персп}} = 38,07 + 7,37 = 45,44 \text{ МВА.}$$

Нагрузка трансформаторного оборудования ПС в режиме отключения наиболее мощного трансформатора с учетом перспективной нагрузки составляет 131,01 %.

### **3.2 Расчет токов короткого замыкания**

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) необходим для выбора аппаратуры и проверки элементов электроустановок (шин, изоляторов, кабелей и т. д.) на термическую и электродинамическую устойчивость, а также для расчета уставок срабатывания защит и проверки их на чувствительность срабатывания. Расчетным видом короткого замыкания для выбора или проверки параметров электрооборудования обычно считают трехфазное КЗ.

Исходными данными для расчета токов короткого замыкания является первичная схема с параметрами оборудования. Для расчета токов КЗ в первичной схеме необходимо составить схему замещения прямой последовательности. На схеме замещения источники питания замещаются источниками ЭДС за комплексными сопротивлениями, пассивные элементы - комплексными сопротивлениями.

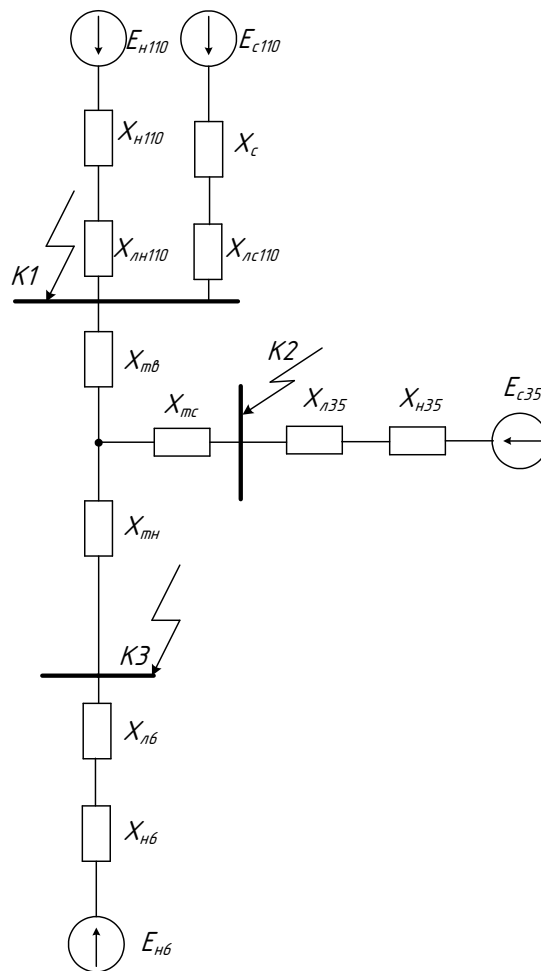


Рисунок 2 – Расчетная схема замещения подстанции

В процессе расчета токов короткого замыкания необходимо определить следующие их значения [5]:

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

$i_y$  - ударный ток короткого замыкания;

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

Расчет токов короткого замыкания далее будет осуществляется приближенным методом в относительных единицах. При расчете в относительных единицах все величины сравнивают с базисными, в качестве которых принимают базисную мощность одного трансформатора ГПП или условную единицу мощности, например: 100 или 1000 МВА. Базисную мощность примем равной  $S_б = 100$  МВА, ЭДС системы  $E_c = 1$ , и ЭДС нагрузки  $E_H = 0,85$  в относительных единицах. В качестве базисного напряжения



принимают среднее напряжение той ступени, на которой произошло КЗ  
 $U_{cp} = 6,3; 10,5; 21; 37; 115; 230$  кВ.

Зададимся базисными напряжениями:  $U_{6B} = 115$  кВ;  $U_{6C} = 38,5$  кВ;  
 $U_{6H} = 6,3$  кВ.

Вычисляем базисный ток по формуле [7]:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (5)$$

$$I_{6B} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}}, \quad (6)$$

$$I_{6B} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА.}$$

$$I_{6C} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}}, \quad (7)$$

$$I_{6C} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 1,49 \text{ кА.}$$

$$I_{6H} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{63}}, \quad (8)$$

$$I_{6H} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,5} = 8,88 \text{ кА.}$$

Рассчитываем сопротивления обмоток трансформатора в относительных единицах:  $U_{кBC} = 10,5 \%$ ;  $U_{кBH} = 17,5 \%$ ;  $U_{кCH} = 6,5 \%$ ;

$$\begin{cases} U_{кВ} = 0,5 \cdot (U_{кВС} + U_{кВН} - U_{кСН}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75 \%, \\ U_{кС} = 0,5 \cdot (U_{кВС} + U_{кСН} - U_{кВН}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 \%, \\ U_{кН} = 0,5 \cdot (U_{кВН} + U_{кСН} - U_{кВС}) = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75 \%, \end{cases} \quad (9)$$

Принимаем  $U_{кС} = 0$ .

Рассчитываем параметры схемы замещения.

Сопротивление нагрузки  $X_H$  определяется по формуле [7]:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_H}, \quad (10)$$

где 0,35 – сопротивление нагрузки в относительных единицах;

$S_H$ , - мощность нагрузки на стороне, кВА.

$$X_{H_{10}} = 0,35 \cdot \frac{100}{28} = 1.25 \text{ о.е.}$$

$$X_{H_{35}} = 0,35 \cdot \frac{100}{7} = 4.99 \text{ о.е.}$$

$$X_{H_6} = 0,35 \cdot \frac{100}{3.071} = 11.39 \text{ о.е.}$$

Сопротивление системы  $X_C$  определяется по формуле [7]:

$$X_C = \frac{S_6}{S_{кЗ}}, \quad (11)$$

где  $S_{кЗ}$  - мощность короткого замыкания системы;

$S_6$  – базисная мощность.

$$X_C = \frac{100}{1553.55} = 0.06 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линии:

$$X_{Л} = X_{O} \cdot 1 \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2}, \quad (12)$$

где  $U_{61}$  - базисное напряжение первой ступени трансформации.

$$X_{ЛН110} = 0,4 \cdot 40,77 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,12 \text{ о.е.}$$

$$X_{ЛН35} = 0,4 \cdot 26,26 \cdot \frac{100}{38,5^2} = 0,71 \text{ о.е.}$$

$$X_{ЛН6} = 0,4 \cdot 9,28 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 9,35 \text{ о.е.}$$

$$X_{ЛС110} = 0,4 \cdot 37,62 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,11 \text{ о.е.}$$

Сопротивления обмоток трансформатора определяются по формулам [5]:

$$X_{Ti} = \frac{u_{ki}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{номГ}}, \quad (13)$$

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

$S_{номГ}$  - номинальная мощность трансформатора.

$$X_{ТВ} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{40} = 2,76 \text{ о.е.}$$

$$X_{Тс} = 0 \text{ о.е.}$$

$$X_{ТН} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,17 \text{ о.е.}$$

Подробный расчет для точки К1.

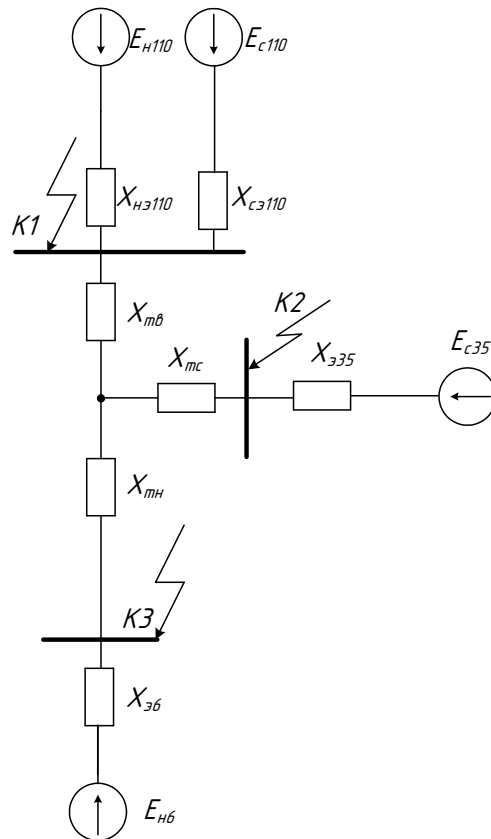


Рисунок 3 – Расчетная схема замещения для К1

Рассчитываем ее параметры:

$$X_{HЭ110} = 1,25 + 0,12 = 1,37 \text{ о.е.}$$

$$X_{CЭ110} = 0,06 = 0,11 = 0,17 \text{ о.е.}$$

$$X_{Э35} = 0,71 + 4,99 = 5,7 \text{ о.е.}$$

$$X_{Э6} = 11,39 + 9,35 = 20,74 \text{ о.е.}$$

Эквивалентрируем схему замещения (рис. 4).

$$E_{ЭКВ} = \frac{1 \cdot 0,17 + 0,85 \cdot 1,37}{0,17 + 1,37} = 0,86 \text{ о.е.}$$

$$X_{ЭКВ110} = \frac{0,23}{1,54} = 0,149 \text{ о.е.}$$

$$X_1 = 0 + 5,7 = 5,7 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = 20,74 + 0,17 = 20,91 \text{ о.е.}$$

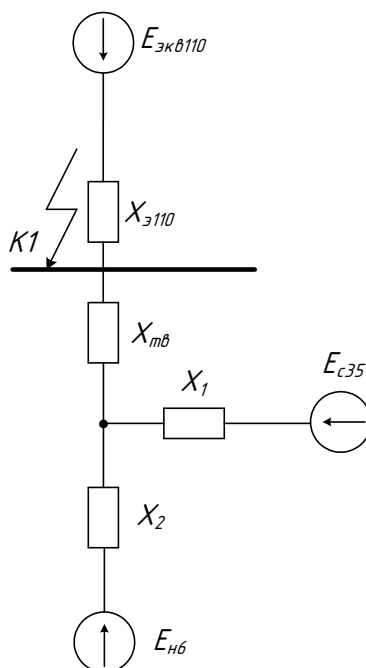


Рисунок 4 – Эквивалентированная схема замещения К1

Эквивалентирuem эдс E<sub>6/35</sub> сопротивления X<sub>1,2</sub> (рис. 5).

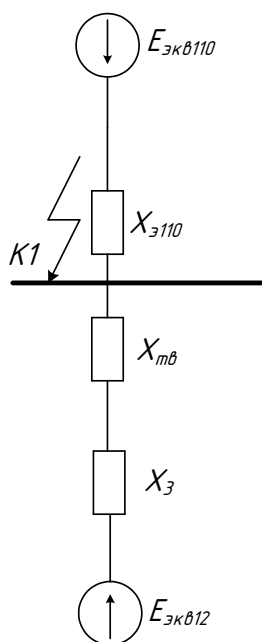


Рисунок 5 – Эквивалентированная схема замещения К1

$$X_{\text{Экв12}} = \frac{119,87}{26,91} = 4,47 \text{ о.е.}$$

$$E_{\text{Экв12}} = \frac{0,85 \cdot 5,7 + 0,85 \cdot 20,91}{26,61} = 0,84 \text{ о.е.}$$

$$X_3 = 0,84 + 2,76 = 3,6 \text{ о.е.}$$

В результате преобразования получим следующую схему (рис. 6).

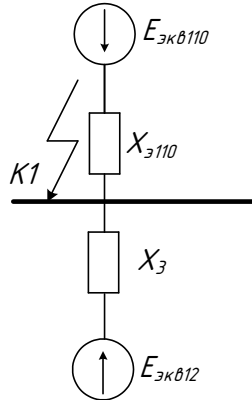


Рисунок 6 – Расчетная схема замещения для К1

Для точек К2 и К3 расчет и эквивалентирование схемы замещения производится аналогичным образом.

Рассчитываем токи:

$$I_{K1} = I_{61} \cdot \frac{E_{\text{Экв}110}}{X_{\text{Экв}110}} + I_{61} \frac{E_{\text{Экв}12}}{X_3}, \quad (14)$$

$$I_{K1} = 0,502 \cdot \frac{0,86}{0,149} + 0,502 \cdot \frac{0,84}{3,6} = 3,01 \text{ кА.}$$

$$I_{K2} = I_{62} \cdot \frac{E_{\text{Экв}45}}{X_6} + I_{62} \cdot \frac{E_{H35}}{X_{\text{Экв}35}}, \quad (15)$$

$$I_{K2} = 1,49 \cdot \frac{0,851}{2,55} + 1,49 \cdot \frac{0,85}{5,7} = 0,719 \text{ кА.}$$

$$I_{K3} = I_{63} \cdot \frac{E_{\text{Экв}14}}{X_8} + I_{63} \cdot \frac{E_6}{X_{\text{Э}6}}, \quad (16)$$

$$I_{K3} = 8,88 \cdot \frac{0,852}{8,779} + 8,88 \cdot \frac{0,85}{20,74} = 1,22 \text{ кА.}$$

Для того чтобы найти  $i_{уд}$  необходимо знать ударный коэффициент, который выбирается из справочных данных [7].  $K_{уд1} = 1,717$ ,  $K_{уд2} = 1,067$ ,  $K_{уд3} = 1,819$ .

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{к1} \cdot K_{уд}, \quad (17)$$

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 3,01 \cdot 1,717 = 7,308 \text{ кА},$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 0,719 \cdot 1,067 = 1,63 \text{ кА},$$

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 1,22 \cdot 1,819 = 3,14 \text{ кА}.$$

Апериодическая составляющая тока К.З.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{п0}, \quad (18)$$

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot 3,01 = 4,26 \text{ кА},$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot 0,719 = 1,016 \text{ кА},$$

$$i_{a3} = \sqrt{2} \cdot 1,22 = 1,73 \text{ кА}.$$

Результаты расчета токов короткого замыкания в точках К2, К3 запишем в таблицу 4.

Таблица 4 – Токи короткого замыкания

Точка короткого замыкания	$I_k$ , кА	$T_a$ , с	$i_{уд}$ , кА	$i_a$ , кА
К1	3,01	0,03	7,308	4,26
К2	0,719	0,02	1,63	1,016
К3	1,22	0,05	3,14	1,73

### 3.3 Выбор силового трансформатора

В соответствии с РД 153- 34.0-20.527-98 мощность трансформаторов на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в



послеаварийных режимах до 70—80 %, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток. Если в составе нагрузки ПС имеются потребители 1-й категории, то число устанавливаемых трансформаторов должно составлять не менее двух штук.

Мощность силового трансформатора определяется по выражению:

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{вн}} + S_{\text{сн}} + S_{\text{нн}}}{n_{\text{Т}} \cdot K_3}, \quad (19)$$

$$S_{\text{тр}} = \frac{28 + 7 + 3,071}{2 \cdot 0,7} = 27,193 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

где  $S_{\text{вн}}$ ,  $S_{\text{сн}}$ ,  $S_{\text{нн}}$  – мощность высокой, средней и низкой стороны соответственно, МВ·А;

$K_3$  – коэффициент загрузки,  $K_3=0,7$ ;

$n_{\text{Т}}$  – количество трансформаторов,  $n=2$ .

Выбираем трансформаторы марки ТДТН - 40000/110/35/6.

Проверка выбранного трансформатора осуществляется в нормальном и после аварийном режиме по фактическому коэффициенту загрузки, а так же аварийной перегрузке [4]:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{S_{\text{вн}} + S_{\text{сн}} + S_{\text{нн}}}{n_{\text{Т}} \cdot S_{\text{Тном}}}, \quad (20)$$

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{28 + 7 + 3,071}{2 \cdot 40} = 0,47.$$

$$K_3^{\text{ав}} = \frac{S_{\text{вн}} + S_{\text{сн}} + S_{\text{нн}}}{(n_{\text{Т}} - 1) \cdot S_{\text{Тном}}}, \quad (21)$$

$$K_3^{ав} = \frac{28 + 7 + 3,071}{(2 - 1) \cdot 40} = 0,95.$$

Полученный коэффициент загрузки трехобмоточного трансформатора в послеаварийном режиме не превышает допустимый 1,4. В нормальном режиме коэффициент загрузки не должен быть ниже 0,5. Данный трансформатор пригоден к установке.

Каталожные данные трансформатора представлены в таблице 5 [10], сам трансформатор изображен на рисунке 7.

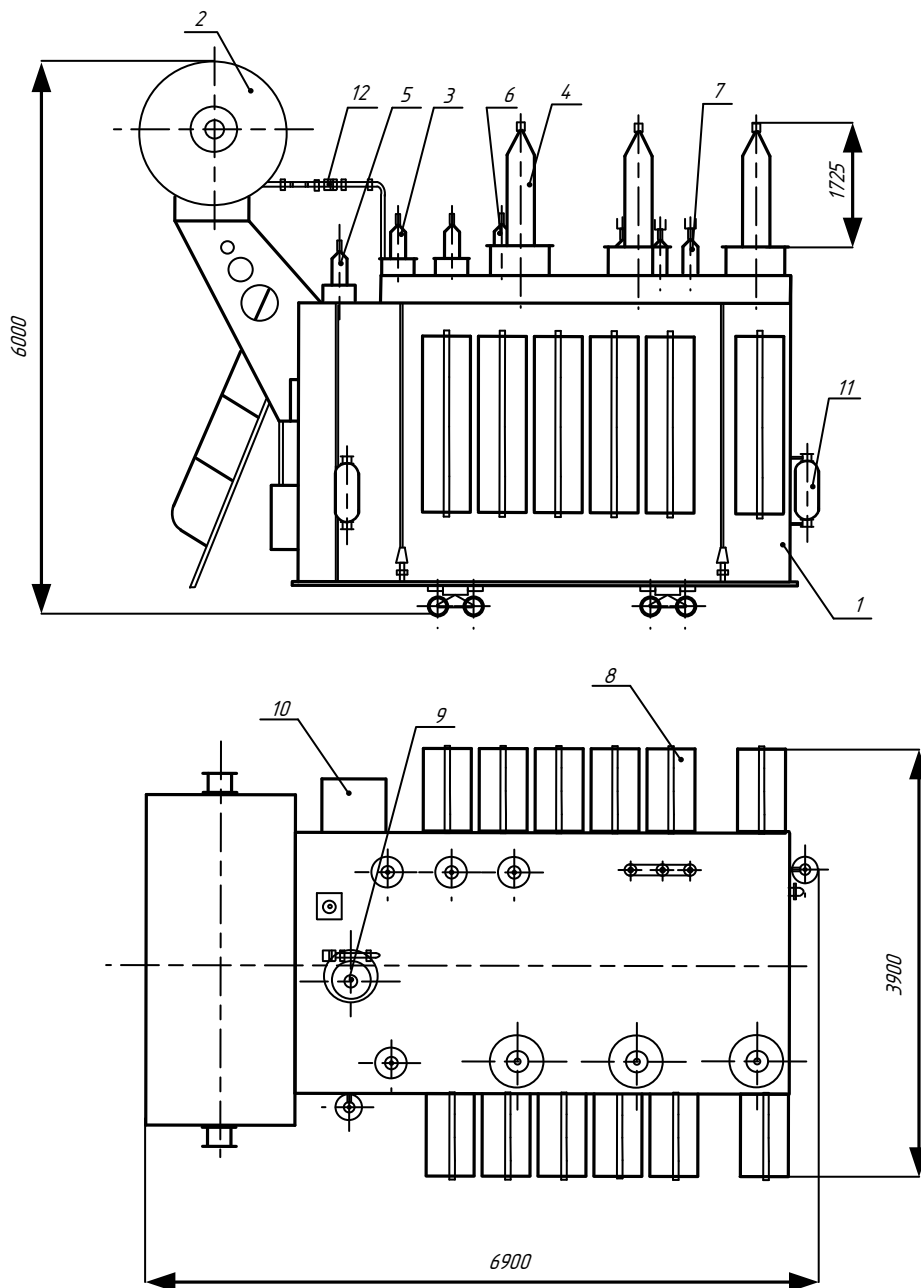


Рисунок 7 – ТДТН-40000/110

- 1 - бак трансформатора, 2 - расширитель, 3 - ввод "0" ВН, 4-ввод ВН,  
 5 -ввод "0" СН, 6 - ввод СН, 7 - ввод НН, 8 - радиатор панельный,  
 9 - устройство РПН, 10 - шкаф, 11 - фильтр термосифонный,  
 12 - реле Бухгольца

Таблица 5 - Каталожные данные трансформатора ТДТН 40000/110/35/6

Тип изделия, обозначение нормативного документа	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ			Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %			Ток холостого хода, %	Габаритные размеры, мм длина x ширина x высота	Масса, кг, не более	
		ВН	СН	НН		холо- лого- стого хода	коро- того замы- кания	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН			масла	пол- ная
ТДТН-40000/110-У1, УХЛ1 СТО 15 352 615-001-2007	40000	115	38,5	6,6; 11,0	УН/ УН/D- 0-11	30,0	200	10,5	17,5	6,5	0,23	7300 x3 980 x 6200	23 200	80 600

## 4 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В данном разделе будет произведен выбор коммутационной, измерительной и защитной аппаратуры, а также оборудования собственных нужд подстанции. Осуществлена их проверка на соответствие требованиям необходимым для обеспечения требуемого уровня надежности.

### 4.1 Выбор выключателей

На реконструируемой подстанции на сторонах ВН и СН предусматриваются к установке элегазовые выключатели производителя АВВ. А так же вакуумные выключатели на стороне НН, того же производителя.

К выключателям высокого напряжения предъявляются приведенные ниже требования [6]:

- а) надежное отключение любых токов, включая малые токи (от десяти ампер) и вплоть до номинального тока отключения;
- б) быстродействие;
- в) пригодность для использования быстродействующего АПВ, т.е. быстрое включение с минимальной задержкой после отключения;
- г) возможность пофазного управления номинального напряжения от 110 кВ и более;
- д) простота и доступность для проверки контактов;
- е) соответствие требованиям взрыво- и пожаробезопасности;
- ж) удобство транспортировки и простота эксплуатации.

При выборе трансформатора по номинальному напряжению необходимо соблюсти условие [3]:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}}, \quad (22)$$

где  $U_{\text{ап.уст}}$  – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$  – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току необходимо выполнить следующее требование:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}} , \quad (23)$$

где  $I_{\text{раб.мах}}$  – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для подавляющего большинства устройств и аппаратов необходимо соблюдения следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}} , \quad (24)$$

где  $i_{\text{мах}}$  – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Для установки в ОРУ 110 кВ принимается элегазовый выключатель модели 145PM40, от компании АВВ.

Проверка по условиям термической устойчивости выключателя производится в соответствии со следующей формулой по приведенной ниже формуле:

$$W_k = I_K^2 (t_{\text{откл}} + T_a) , \quad (25)$$

где  $t_{\text{откл}}$  - время отключения выключателя, принимаем  $t_{\text{откл}} = 0,05$  с;

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

Тепловой импульс на 110 кВ требуемый для проверки выключателя на термическую стойкость, необходимо проводить для второй и третьей ступеней селективности. Что подразумевает учет выдержки времени необходимой для срабатывания релейной защиты. С учетом этого, время отключения находится как [7]:

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{отклвыкл}} , \quad (26)$$

$$t_{\text{откл}} = 2,5 + 0,05 = 2,55 \text{ с,}$$

где  $\Delta t$  - выдержка времени необходимая для селективного срабатывания релейной защиты. В случае данной системы  $\Delta t = 2,5$  с.

$$W_k = 3,01^2 \cdot (2,55 + 0,03) = 23,375 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Кроме того, существует необходимость проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока короткого замыкания. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе, для промежутка времени  $\tau$  [8]:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_H}{100} \cdot I_{\text{откл}}, \quad (27)$$

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,62 \text{ кА},$$

где  $\beta_H$  - номинальное значение содержания апериодической составляющей в токе с которым работает выключатель, для приведенного выше выключателя составляет  $\beta_H = 40$  [9];

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

$$I_{\text{откл}} = 40 \text{ А}.$$

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{\text{макр}} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (28)$$

$$I_{\text{макр}} = 1,5 \cdot \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,314 \text{ кА}.$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне ВН также определяется для наиболее загруженного выключателя – в цепи трансформатора.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выбранного выключателя представлено в таблице 6.

Как видно из представленных результатов выключатель в полной мере соответствует необходимым условиям и может быть принят к установке.

Для установки в ОРУ 35 кВ выбираем элегазовый выключатель марки 38PM40, компании АВВ.

Таблица 6 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 145 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} = 314,91 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 7,308 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 80 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 22,62 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_k = 3,01 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} = 3,01 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл}}$
$i_{\text{аном}} = 28,28 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 4,26 \text{ кА}$	$I_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$

Проверку выключателя по термической устойчивости производят в соответствии со следующей формулой:

$$B_k = I_k^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (29)$$

где  $t_{\text{откл}}$  - время отключения выключателя, принимается  $t_{\text{откл}} = 0,05 \text{ с}$ ;

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

Тепловой импульс на 35 кВ требуемый для проверки выключателя на термическую стойкость, необходимо проводить для второй и третьей ступеней селективности. Что подразумевает учет выдержки времени необходимой для срабатывания релейной защиты [4]. С учетом этого, время отключения находится как:

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{отклвыкл}}, \quad (30)$$

$$t_{\text{откл}} = 2 + 0,05 = 2,05 \text{ с},$$



где  $\Delta t$  - выдержка времени необходимая для селективного срабатывания релейной защиты. В приведенном случае  $\Delta t = 2$  с [8].

$$W_k = 0,719^2 \cdot (2,05 + 0,02) = 1,19 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Кроме того, необходимо произвести проверку возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока короткого замыкания. Для этого определяется номинальное допустимое значение апериодической составляющей находящейся в отключаемом токе, для промежутка времени  $\tau$ :

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_H}{100} \cdot I_{\text{откл}}, \quad (31)$$

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{30}{100} \cdot 40 = 16,968 \text{ кА},$$

где  $\beta_H$  - номинальное значение содержания апериодической составляющей в токе с которым работает выключатель, для приведенного выше выключателя составляет  $\beta_H = 30$  [9];

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

$$I_{\text{откл}} = 40 \text{ А}.$$

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{\text{макр}} = 1,5 \frac{S_{\text{ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (32)$$

$$I_{\text{макр}} = 1,5 \cdot \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,989 \text{ кА}.$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне СН также определим для наиболее загруженного выключателя – в цепи трансформатора.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выбранного выключателя представлено ниже, в таблице 7.

Исходя из результатов расчетов выключатель соответствует данным условиям и пригоден к установке.

Таблица 7 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 38 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3000 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 989,74 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{уд} = 1,63 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 80 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 1,19 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_k = 0,719 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{пт} = 0,719 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$i_{аном} = 16,968 \text{ кА}$	$i_{ат} = 1,016 \text{ кА}$	$I_{ат} \leq i_{аном}$

Для установки в КРУ 6кВ, выбираем элегазовый выключатель серии VF 12.

Расчет проводится аналогично предыдущему.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_k = I_{по}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (33)$$

где  $t_{откл}$  - время отключения выключателя, принимается в данном случае  $t_{откл} = 0,04 \text{ с}$ ;

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

Тепловой импульс для 6 кВ необходимый для проверки выключателя на термическую прочность имеет смысл проводить для второй ступени селективности, поэтому, в соответствии с [9]:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{отклвккл}, \quad (34)$$

$$t_{откл} = 1 + 0,08 = 1,08 \text{ с},$$

где  $\Delta t$  - выдержка времени необходимая для селективного срабатывания устройств релейной защиты. В приведенном случае  $\Delta t = 1\text{с}$ .

$$W_k = 1,22^2 \cdot (1,08 + 0,05) = 1,681 \text{кА}^2\text{с}.$$

Кроме того, необходимо произвести проверку возможности отключения данным выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для чего нужно произвести расчет номинального допустимого значения апериодической составляющей в отключаемом токе для промежутка времени  $\tau$  [8]:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_H}{100} \cdot I_{\text{откл}}, \quad (35)$$

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{30}{100} \cdot 50 = 21,213 \text{ кА},$$

где  $\beta_H$  - номинальное значение содержания апериодической составляющей в токе с которым работает выключатель, для приведенного выше выключателя составляет  $\beta_H = 30$  [9];

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

$$I_{\text{откл}} = 50.$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне НН, необходимо определить для выключателя который наиболее загружен – трансформаторного:

$$I_{\text{макр}} = \frac{S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot 6}, \quad (36)$$

$$I_{\text{макр}} = \frac{6}{\sqrt{3} \cdot 6} = 0,577 \text{ кА}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 8.

Таблица 8 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 577,35 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$I_{уд} = 3,14 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 1,681 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_k = 1,22 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{пт} = 1,22 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$i_{аном} = 21,213 \text{ кА}$	$i_{ат} = 1,73 \text{ кА}$	$I_{ат} \leq i_{аном}$

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

#### 4.2 Выбор комплектного распределительного устройства 6 кВ

Для КРУ 6–10 кВ, как правило применяются выключатели обычной конструкции, а роль разъединителей выполняют так называемые, втычные контакты.

В данном проекте рационально принять к установке КРУ серии

К-ХХУ1М 6кВ. Шкаф КРУ представляет собой жесткий корпус из металла, внутри которого размещаются необходимые устройства и соответствующая аппаратура. Для безопасности обслуживания и при необходимости ограничения аварий, корпус шкафа разделен на несколько отсеков между которыми предусмотрены металлические перегородки с автоматически закрывающимися металлическими противоаварийными шторками. Выключатель вместе с приводами установлен на подвижной выкатной тележке. В верхней и нижней частях которой располагаются разъединяющие контакты, имеющие некоторую степень свободы. При выкатывании тележки в шкаф, эти контакты замыкаются с шинным и линейным контактами которые закреплены неподвижно [7]. Выкатная тележка, вследствие конструктивных особенностей, может занимать три положения:

а) рабочее (тележка находится в корпусе шкафа, первичные и вторичные цепи замкнуты);

б) испытательное (тележка в корпусе шкафа, но первичные цепи разомкнуты, а вторичные замкнуты);

в) ремонтное (тележка находится вне корпуса шкафа, первичные и вторичные цепи разомкнуты).

В выбранное КРУ устанавливается элегазовый выключатель серии VF. VF 12.25.31. На вводе, секциях и отходящих линиях.

### 4.3 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, однако в нем отсутствует проверка отключающей способности, что обусловлено свойствами разъединителей, заключающихся в их неспособности коммутировать цепи которые находятся под током.

Таблица 9 – Основные параметры шкафа КРУ серии К-ХХУ1М 6 кВ

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000, 3150, 630, 1000, 1600
Номинальный ток отключения, кА	20 : 31,5
Электродинамическая стойкость, кА	50, 80
Термическая стойкость, кА/с	20/3, 31,5/3
Тип выключателя	ВМПЭ, ВВТЭ-М, ВВ/TEL, VF, LF1
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный и пружинный

Расчёты для  $I_p$  и  $V_k$  те же, что приведены выше.

На стороне ВН выбираем разъединители РНДЗ.1-110/1000 УХЛ1 и РНДЗ.2-110/1000 УХЛ1 с одним и двумя заземляющими ножами соответственно.

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

Как следует из результатов расчетов, разъединитель в полной мере соответствует необходимым условиям и может быть установлен.

Таблица 10 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 314,91 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 7,308 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 3964 \text{ кА}^2\text{с}$	22,62	$V_K \leq I_{2T}$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}$	22,62	$V_K \leq I_2$

На стороне СН выбираются разъединители РД32-35/1000 УХЛ1 С приводом ПР УХЛ1 и РД31Л-35IV/1000УХЛ1 соответственно с двумя и с одним заземляющими ножами. Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 11.

Таблица 11 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 983,74 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 1,63 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	1,19	$V_K \leq I_{2T}$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	1,19	$V_K \leq I_2$

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

#### 4.4 Выбор трансформаторов тока

Недогрузка первичной обмотки трансформатора тока может привести к увеличению погрешностей измерения. Соответственно, необходимо обеспечить минимальную разницу в токах трансформатора тока и рабочего тока установки. Для выбора трансформатора тока определяется нагрузка вторичной обмотки, в

соответствии со следующей формулой [5]:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (37)$$

где  $Z_2$  - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{ном}}$  - номинально допустимая нагрузка трансформатора тока для выбранного класса точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей имеет не очень большое значение, в соответствии с этим  $Z_2 \approx R_2$ .

Вторичную нагрузку  $R_2$  составляют:

а) сопротивления приборов  $R_{\text{приб}}$ ;

б) сопротивления соединительных проводов  $R_{\text{пр}}$  а также переходного сопротивления контактов  $R_{\text{к}}$ :

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

Для выбора трансформаторов тока, прежде всего определяется число и тип измерительных приборов, которые планируется подключить ко вторичной цепи, а также необходимо иметь данные о длине соединенных проводов. Минимальные сечения должны составлять 2,5 мм<sup>2</sup> для медных жил и 4 мм<sup>2</sup> для алюминиевых жил.

Таким образом, максимальные сечения, соответствуют – 6 и 10 мм<sup>2</sup>. Далее производится расчет сопротивления фазы, имеющей наибольшую загрузку, в соответствии со схемой по которой соединены установленные приборы, учитывая, что  $Z_{\text{пров}}=R_{\text{пров}}$ . В таблице 12 приводится состав нагрузки.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5

Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-304	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	СА3-И674	2,5	2,5	2,5
Счетчик РЭ	СР4-И676	2,5	2,5	2,5
ИТОГО		6,5	5,5	6,5

Для того чтобы обеспечить соблюдение условий заданного класса точности необходимо соблюсти условие [6]:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum(Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пр}} + Z_{\text{к}}) . \quad (39)$$

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТГ- 145, компании АВВ.

В этих трансформаторах магнитопроводы с вторичными обмотками расположены в верхней (головной) части трансформатора. В качестве высоковольтной изоляции вместо бумаги и масла применен элегаз (SF6). Благодаря этому решению достигаются следующие преимущества [9]:

а) качество высоковольтной изоляции не зависит от сложных и длительных процедур пропитки бумажной изоляции маслом и последующих испытаний. Измерение уровня частичных разрядов теряет необходимость, т.к. теперь, единственным твердым диэлектриком, который подвержен старению является наружный фарфоровый изолятор аппарата;

б) внутренние частичные разряды практически отсутствуют из-за правильной координации изоляции и того, что в качестве изоляционной среды применяется элегаз;

в) От чрезмерного повышения давления трансформатор защищает наличие предохранительной мембраны;

г) состояние внутренней изоляционной среды может постоянно контролироваться при помощи плотномера с блок-контактами, с двумя уровнями сигнализации по давлению элегаза.



Расчет нагрузки на трансформатор тока производится по формуле [4]:

$$r_{\text{НАГР}} = \sum r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{ПР}} + r_{\text{К}}, \quad (40)$$

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}}.$$

где  $r_{\text{ПР}}$  - сопротивление проводов;

$r_{2\text{НОМ}} = 19 \text{ Ом}$  - сопротивление допустимое для нагрузки на трансформатор тока;

$\sum R_{\text{ПРИБ}}$  - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$\sum r_{\text{ПРИБ}} = \frac{\sum S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{Н}}^2}, \quad (41)$$

$$\sum r_{\text{ПРИБ}} = \frac{6,5}{1^2} = 6,5 \text{ Ом}.$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

В качестве переходного сопротивления контактов можно принять  $R_{\text{К}} = 0,05 \text{ Ом}$ .

Таким образом, приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 19 - 6,5 - 0,05 = 12,45 \text{ Ом}.$$

Сечение провода рассчитывается по следующей формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{ПР}}}, \quad (42)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 100}{12,45} = 0,227 \text{ мм}^2,$$

где  $l$  - длина соединительного кабеля, зависящая от напряжения;

$\rho = 0,0283$  - удельное сопротивление материала, из которого изготовлены жилы кабеля (алюминий).

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 13.

Таблица 13 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

$U_H$ , кВ	$l$ , м
500	100 - 150
110	75 - 100
10	6 - 10

К установке выбирается кабель АКРНГ сечением  $4 \text{ мм}^2$ , следовательно, сопротивление провода может быть определено как:

$$R_{\text{пр}} = 0,00708 \cdot 100 = 0,708 \text{ Ом.}$$

Соответственно сопротивление нагрузки определяется как:

$$Z_2 = 0,708 + 6,5 + 0,05 = 7,258 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 14.

Таблица 14 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_P = 314,91 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_2 = 7,258 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{НОМ}} = 19 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 7,308 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 22,62 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$

Как следует из результатов расчета, ТТ в полной мере соответствует необходимым условиям и пригоден к установке и эксплуатации.

На стороне СН выберем трансформатор тока ТГ – 72,5 той же компании. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5		
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-304	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	СА3-И674	2,5	2,5	2,5
Счетчик РЭ	СР4-И676	2,5	2,5	2,5
ИТОГО		6,5	5,0	6,0

Проверка принятого трансформатора тока осуществляется аналогично.

$r_{2НОМ} = 15 \text{ Ом}$  - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\Sigma R_{ПРИБ}$  – сопротивление приборов которые подключены к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$\Sigma r_{ПРИБ} = \frac{\Sigma S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2}, \quad (43)$$

$$\Sigma r_{ПРИБ} = \frac{6,5}{1^2} = 6,5 \text{ Ом},$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

В качестве переходного сопротивления контактов можно принять  $R_K = 0,05 \text{ Ом}$ .

Следовательно, сопротивление провода можно вычислить по следующей формуле:

$$r_{ПР} = 15 - 6,5 - 0,05 = 8,45 \text{ Ом}.$$

Поперечное сечение провода можно вычислить по следующей формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (44)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 75}{8,45} = 0,254 \text{ мм}^2,$$

где  $l$  - длина кабеля, зависящая от напряжения;

$\rho = 0,0283$  - удельное сопротивление материала, из которого изготовлены жилы кабеля (алюминий) [8].

Выбирается кабель АКРНГ с сечением 4 мм<sup>2</sup>, следовательно, его сопротивление можно вычислить в соответствии с формулой:

$$R_{\text{пр}} = 0,00708 \cdot 75 = 0,53 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,53 + 6,5 + 0,05 = 7,081 \text{ Ом.}$$

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

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

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТЛК-СТ-6-ТВЛМ.

Таблица 16 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_p = 989,74 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_2 = 7,081 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{НОМ}} = 15 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{дин}} = 120 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 1,63 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 1,19 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_k$

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	Э-335	0,5		
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-304	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	СА3-И674	2,5	-	2,5
Счетчик РЭ	СР4-И676	2,5	-	2,5
ИТОГО		6,5		6,0

Расчет производим аналогично.

$r_{2\text{НОМ}} = 2,6 \text{ Ом}$  - допустимое сопротивление нагрузки на трансформаторе тока;

$\Sigma R_{\text{ПРИБ}}$  - сопротивление приборов, которые подключены к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$\Sigma r_{\text{ПРИБ}} = \frac{\Sigma S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{Н}}^2}, \quad (45)$$

$$S_{r_{\text{ПРИБ}}} = \frac{6,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом},$$

где  $\Sigma S_{\text{ПРИБ}}$  - мощность, которую потребляют приборы;

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов можно принять  $R_k = 0,05 \text{ Ом}$ .

Таким образом, приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{пр}} = 2,6 - 0,22 - 0,05 = 2,33 \text{ Ом}.$$

Сечение провода вычисляется по следующей формуле:

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

$$q = \frac{0,0283 \cdot 10}{2,33} = 0,127 \text{ мм}^2.$$

Выбирается кабель АКРНГ с сечением 4 мм<sup>2</sup>, следовательно, его сопротивление можно вычислить как:

$$R_{\text{пр}} = 0,00708 \cdot 10 = 0,071 \text{ Ом}.$$

Соответственно сопротивление нагрузки вычисляется как:

$$Z_2 = 0,22 + 0,071 + 0,05 = 0,341 \text{ Ом}.$$

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

Таблица 18 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_P = 577,35 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_2 = 0,341 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 2,6 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 3,14 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 1,68 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$

Как следует из приведенных расчетов, трансформатор тока в полной мере соответствует необходимым условиям и пригоден к установке и эксплуатации.

#### 4.5 Выбор трансформаторов напряжения

К выбору трансформаторов напряжения предъявляются следующие условия: соответствие напряжению установки, соответствие конструкции и схеме соединения, соответствие классу точности, соответствие вторичной нагрузке [6].

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}, \tag{47}$$

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

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

Для проверки на соответствие классу точности, для трансформаторов напряжения составляется таблица их нагрузок и вычисляется нагрузка во вторичной цепи  $S_{2 \text{ расч}}$ .

Условия, по которым производится выбор трансформаторов напряжения приведены в таблице 19.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 20.

Таблица 19 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

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

Таблица 20 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Собмотки, ВА	Число обмоток прибора	sin	cos	P,Вт	Q,вар
Ввод								
Вольтметр	Э-335	1	2	1	0	1	2	0
Вольтметр регистрирующий	Н-394	1	10	1	0	1	10	0
Частотомер	Н-397	1	7	1	0	1	7	0
От линий								
Ваттметр	Д-335	2	0,5	1	0	1	1	0
Варметр	Д-304	2	0,5	1	0	1	1	0
Счетчик АЭ	СА3-И674	2	2,5	1	0,925	0,38	1,9	4,62
Счетчик РЭ	СР4-И676	2	2,5	1	0,925	0,38	1,9	4,62
Сумма							23,8	9,24

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. На сторону ВН выбирается трансформатор напряжения модели НАМИ – 110, климатического исполнения УХЛ1.

Этот трансформатор напряжения предназначен для установки в трехфазных электрических сетях переменного тока, частотой 50 Гц. выбранный трансформатор напряжения имеет некаскадную одноступенчатую конструкцию.

Состоит из активной части, которая помещена в металлический корпус, наверху которого, располагается изоляционная крышка имеющая металлический компенсатор давления, который обеспечивает компенсацию температурных изменений объема масла [9].

Сумма нагрузок на трансформаторе напряжения вычисляется как:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}, \quad (48)$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{23,8^2 + 9,24^2} = 25,5 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 21.

Таблица 21 - Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 600 \text{ ВА}$	$S_P = 25,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Как следует из результата расчетов, выбранный трансформатор напряжения соответствует необходимым условиям и возможен к установке.

На сторону СН выбран трансформатор напряжения НАМИ - 35 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 22.

Таблица 22 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Собмотки, ВА	Число обмоток прибора	sin	cos	P,Вт	Q,Вар
Ввод								



Вольтметр	Э-335	1	2	1	0	1	2	0
Вольтметр регистрирующий	Н-394	1	10	1	0	1	10	0
Частотомер	Н-397	1	7	1	0	1	7	0
От линий								
Ваттметр	Д-335	6	0,5	1	0	1	3	0
Варметр	Д-304	6	0,5	1	0	1	3	0
Счетчик АЭ	СА3-И674	6	2,5	1	0,92	0,38	5,7	13,87
Счетчик РЭ	СР4-И676	6	2,5	1	0,92	0,38	5,7	13,87
Сумма							36,4	27,7

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}, \quad (49)$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{36,4^2 + 27,7^2} = 45,74 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 23.

Таблица 23 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 560 \text{ ВА}$	$S_P = 45,74 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Следовательно, трансформатор напряжения соответствует необходимым условиям и возможен к установке.

На сторону НН выбирается трансформатор напряжения НАМИ – 6 – УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на две секции шин представлена в таблице 24.

Таблица 24 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Собмотки, ВА	Число обмоток прибора	sin	cos	P,Вт	Q,вар
Ввод								
Вольтметр	Э-335	1	2	1	0	1	2	0
Вольтметр регистрирующий	Н-394	1	10	1	0	1	10	0
Частотомер	Н-397	1	7	1	0	1	7	0
От линий								
Ваттметр	Д-335	24	0,5	1	0	1	12	0
Варметр	Д-304	24	0,5	1	0	1	12	0
Счетчик АЭ	СА3-И674	24	2,5	1	0,925	0,38	22,8	55,5
Счетчик РЭ	СР4-И676	24	2,5	1	0,925	0,38	22,8	55,5
Сумма							88,6	111

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}, \quad (50)$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{88,6^2 + 111^2} = 142 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 25.

Таблица 25 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 155 \text{ ВА}$	$S_P = 142 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Следовательно, трансформатор напряжения соответствует необходимым условиям и возможен к установке.

## 4.6 Выбор шинных конструкций

### 4.6.1 Выбор жестких шин

В закрытых распределительных устройствах напряжением 6-10 кВ сборные шины и ошиновка выполняются при помощи алюминиевых шин жесткой конструкции. Медные шины, ввиду своей высокой стоимости, не применяются даже если в цепи предусмотрены большие токовые нагрузки. При токах до 3000 А применяются однополосные и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения [8].

Номинальный ток:

$$I_{\max \text{ шн}} = \frac{S_{\text{шн}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{шн}}}, \quad (51)$$

$$I_{\max \text{ шн}} = \frac{6000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 288,67 \text{ А.}$$

Наиболее подходящим вариантом являются шины марки ОД, имеющие прямоугольное сечение:

$$2 \cdot (6 \cdot 50) \text{ мм}, S = 297 \text{ мм}^2,$$

$$I_{\text{доп}} = 745 \text{ А.}$$

Проверка по термической стойкости осуществляется исходя из данных К – 3.

$$I_{\text{к}} = 1,22 \text{ кА}; T_{\text{а}} = 0,05; i_{\text{уд}} = 3,14 \text{ кА.}$$

Минимальное сечение выбранных шин по условию термической стойкости вычисляется при помощи формулы:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \quad (52)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{1,19}}{91} = 0,011 \text{ м},$$

где  $C = 91$  - для алюминиевых шин и кабелей;

$q_{\min}$  – минимальное сечение провода.

$$q_{\min} < S.$$

Определяется длина пролета между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шины будет превышать величину в 200 Гц:

$$l_{f03} = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J_3}{2 \cdot q_3}}, \quad (53)$$

$$l_{f03} = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{6,25}{2 \cdot 2,97}} = 0,88 \text{ м},$$

где  $J_3$ -момент инерции шины.

$$J = \frac{0,6 \cdot 5^3}{12} = 6,25 \text{ см};$$

$q_3$  - поперечное сечение шины.

Соответственно, длина пролета должна превышать 0,888 м.

Максимальное усилие, которое приходится на один метр длины шины, определяется по следующей формуле:

$$f_3 = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд3}^2}{a_3}, \quad (54)$$

$$f_3 = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{26,266^2}{1} = 128,88 \text{ Н/м},$$

где  $i_{уд3}$  - ударный ток на шине;

$a_3$  - расстояние между фазами.

В результате действия этой силы (МПа), напряжение в материале шины должно быть меньше допустимого значения ( $\sigma_{\text{доп}}$ , для материала шины А1=85 МПа), определим это напряжение:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f_3 \cdot l_{\text{пр}}^2}{12 \cdot W_{\phi}}, \quad (55)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{128,88 \cdot l^2}{12 \cdot 2,5} = 4,24 \text{ МПа},$$

где  $l_{\text{пр}}$  - длина пролета между опорными изоляторами;

$W_{\phi}$  - момент сопротивления шины, который определяется:

$$W_{\phi} = \frac{0,6 \cdot 5^2}{6} = 2,5 \text{ см}^3.$$

Учитывая то, что напряжение не превышает допустимого  $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$ , можно сказать, что шины механически прочны.

#### 4.6.2 Выбор гибких шин

В РУ 35 кВ и выше применяется гибкая ошиновка, выполняемая проводами марки АС, гибкие токопроводы служащие для электрического соединения трансформаторов и генераторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных при помощи специальной арматуры.

Гибкие шины и токопроводы монтируются при помощи гирлянд подвесных изоляторов, с соблюдением необходимого расстояния между фазами. Так, для сборных шин эти расстояния составляют: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м [8].

Проверка шин на динамическую устойчивость сводится к расчету механического изгиба многопролетных балок, которые лежат на нескольких опорах.

На стороне ВН целесообразно применить гибкие шины, выполненные проводом марки АС - 150, диаметр провода  $d = 17,1 \text{ мм}$ , допустимый ток  $I_{\text{доп}} = 3/360 \text{ А}$ .

Выбор сечения токопроводов и гибких шин производится:

- по длительно допустимому току

$$I_{\text{доп}} = 1095 \text{ А}.$$

$$I_{\text{макс}} = 314,91 \text{ А}.$$

$$I_{\text{макс}} < I_{\text{доп}}. \tag{56}$$

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.мах.}} \quad (57)$$

$$I_{\text{МАХ}} < I_{\text{ДОП.}}$$

Проверка выполняется.

По термическому действию тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \quad (58)$$

где  $q_{\text{min}}$  – минимальное сечение провода.

$C$  принимается:

для медных шин и кабелей –  $C = 165$ ;

для алюминиевых шин и кабелей –  $C = 91$ ;

для стальных шин –  $C = 70$ ;

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{22,62}}{91} = 5,2 \text{ мм}^2$$

Так как периодическая составляющая тока КЗ, составляет меньше 20 кА в начальный момент времени, то проверка шин на сжестывание в данном случае не производится.

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

Проверка по условиям короны выполняется в соответствии со следующей формулой:

$$1,07E \leq 0,9E_0,$$

где  $E_0$  – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование, определяется по формуле (кВ/см):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{ЭКВ}}}}\right), \quad (59)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}}\right) = 32 \text{ кВ/см},$$

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

$r_{\text{ЭКВ}}$  – эквивалентный радиус провода определяется по формуле.

$E$  – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{ВН}}}{n \cdot r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{ЭКВ}}}\right)}, \quad (60)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{3 \cdot 1,08 \cdot \log\left(\frac{2,72}{1,08}\right)} = 9,01 \text{ кВ/см},$$

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

При условии, что наибольшая напряженность поля у поверхности провода не будет больше  $0,9E_0$ , провода не будут коронировать.

$$0,9 \cdot E_0 = 28,8.$$

$$1,07 \cdot E = 6,3.$$

Согласно расчету условие выполняется.

Наибольший рабочий ток на шинах 35 кВ равен 1050 А.

Принимаем гибкие шины 3 · АС - АС 35/6,2, допустимый ток

$$I_{\text{доп}} = 3 \cdot 172 \text{ А},$$

диаметр провода  $d = 8,4$  мм.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{\text{доп}} = 1095 \text{ А}.$$

$$I_{\text{МАХ}} = 989,74 \text{ А}.$$

$$I_{\text{MAX}} < I_{\text{ДОП}}. \quad (61)$$

Проверка по условиям короны.

Начальная критическая напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{ЭКВ}}}}\right), \quad (62)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,855}}\right) = 32,88 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность около поверхности провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{ВН}}}{n \cdot r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{\text{CP}}}{r_{\text{ЭКВ}}}\right)}, \quad (63)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 35}{3 \cdot 0,855 \cdot \log\left(\frac{21,5}{0,855}\right)} = 10,3 \text{ кВ/см.}$$

Эффекта коронирования проводов не будет наблюдаться, если у поверхности любого провода наибольшая напряженность будет превышать  $0,9E_0$ :

$$11,021 \leq 29,592.$$

Условие выполняется.

#### 4.7 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по нескольким условиям:

- а) по напряжению;
- б) роду установки;
- в) допускаемой механической нагрузке.



Расчетная нагрузка на изолятор  $F_{\text{расч}}$  в шинной конструкции имеющей несколько пролетов, расчетная нагрузка определяется на один пролет. Согласно ПУЭ, расчетная нагрузка на изолятор не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки  $F_{\text{разр}}$ , которая приводится в паспортных данных изолятора [7]. При выборе изоляторов должны соблюдаться следующие условия:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (64)$$

$$F_{\text{расч}} = 0,6F_{\text{разр}} = F_{\text{доп}}. \quad (65)$$

Целесообразно применение опорных изоляторов ИОР-6-3.75 УХЛ2 имеющих допустимую силу на изгиб (Н):

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

Высота изолятора равна  $H_{\text{из}} = 120$  мм.

Необходимо произвести проверку изолятора на механическую прочность: Максимальную силу, действующую на изгиб (Н) можно вычислить как:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot 1 \cdot K_h \cdot 10^{-7}, \quad (66)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{3140^2}{1} \cdot 1 \cdot 1,446 \cdot 10^{-7} = 246,93 \text{ Н.}$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{\text{из}}} = \frac{H_{\text{из}} + b + h/2}{H_{\text{из}}}, \quad (67)$$

$$K_h = \frac{120 + 8 + 100/2}{120} = 1,483.$$

Проверка:

$$F_{\text{расч.}} = 246,93 \text{ Н} \leq F_{\text{доп}} = 3750 \text{ Н.}$$

Таким образом, ИОР-6-3.75 УХЛ1 соответствует условиям механической прочности, удовлетворяет необходимым условиям и возможен к установке.

#### 4.8 Выбор ограничителей перенапряжения

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ применяют ОПН, целью которых является защита энергооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений.

На стороне ВН трансформаторов возможно применение ограничителей перенапряжения типа ОПН – РК110/73, климатического исполнения УХЛ1, классом напряжения 110 кВ, основные его характеристики представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
110	91,73	73	10	40

На стороне СН трансформаторов целесообразен выбор модели ОПН – РК35/40,5 УХЛ1, классом напряжения 35 кВ, основные его характеристики представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
35	50,6	40,5	10	40

На стороне НН трансформаторов целесообразен выбор модели ОПН – КР/TEL6/6.9 УХЛ1, классом напряжения 6 кВ, основные его характеристики представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
6	8,5	6,9	10	20

#### 4.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Мощность потребителей собственных нужд невелика, вследствие этого, целесообразно их присоединение к сети 380/220 В, получающей питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов собственных нужд зависит от соответствующих нагрузок, учитывая при этом коэффициент одновременности, а также сезонность нагрузок потребителей СН. Кроме того, необходимо учитывать нагрузку в период проведения ремонтных работ на подстанции.

Основные нагрузки СН, можно принять, в соответствии с каталожными данными учебного проектирования [4],  $P_{уст}$  при  $\cos\varphi = 0,85$ , тогда расчетная нагрузка будет рассчитана по следующей формуле:

$$S_{расч} = K_c \cdot \frac{P_{уст}}{\cos\varphi}, \quad (68)$$

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \frac{630}{0,85} = 593 \text{ кВА.}$$

Целесообразно применение двух трансформаторов марки ТМ – 630/6/0,4. Предельная мощность каждого из которых, для ПС 110 – 500 кВ должна быть не более 830 кВ·А. Что согласно расчетам выполняется.

#### 4.10 Выбор аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации подстанции, а также для освещения необходимых участков, используются установки постоянного тока в которых применяются аккумуляторные батареи.

Аккумуляторные батареи выбираются по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме, а также в соответствии со схемой присоединения к шинам.

Аккумуляторные батареи, обычно эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда, реализованному по схеме с элементным коммутатором. В начале разряда, напряжение на нем составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В [6].

Количество основных элементов находящихся в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (69)$$

$$n_0 = \frac{110}{2,15} = 51,162.$$

где  $U_{ш}$  - напряжение на шинах;

$U_{ПА}$  - напряжение на элементе в режиме подзарядки.

Общее число элементов:

$$n = \frac{110}{1,75} = 62,857;$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (70)$$

$$n_{доб} = 62,857 - 51,162 = 11,695.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (71)$$

$$N = 1,05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06.$$

где  $I_{ав}$  - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

$j$  - допустимая нагрузка аварийного разряда.

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера [6].  $N = 23$

Далее производится проверка по максимальному толчковому току. Предварительно, к установке подходит батарея марки СК – 24.

$$46 \cdot N \geq I_{Тмаx}, \quad (72)$$

где  $I_{Тмаx}$  - максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{Тмаx} = 1269 \text{ А};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 24 = 1104 \text{ А}.$$

Следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{45} = 27,6.$$

В соответствии с расчетами, целесообразно применение СК – 28.

Проверка отклонения напряжения толчковом токе наибольшей величины:

$$I_p = \frac{I_{Тмаx}}{N}, \quad (73)$$

$$I_p = \frac{1269}{28} = 45,3 \text{ А}.$$

Напряжение на аккумуляторе принимается равным 85 %. С учетом того, что потеря напряжения в соединительном кабеле – 5 %, то величина напряжения на приводах будет равна. Отклонение напряжения, допускаемое на электромагнитах включения составляет 80 – 110 % [6], следовательно,

принятые к установке аккумуляторы могут обеспечивать необходимое напряжение и возможны к установке.

Выбор устройства подзаряда:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_{П},$$

$$I_{ПЗ} = 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2 \text{ А} . \quad (74)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0,$$

$$U_{ПЗ} = 2,2 \cdot 108 = 236 \text{ В} . \quad (75)$$

Целесообразна установка подзарядного устройства модели ВАЗП – 380/260 – 40/80.

Ток и напряжение подзаряда добавочных элементов:

$$I_{ПЗдоб} = 0,05 \cdot 28 = 1,4 ;$$

$$U_{ПЗдоб} = 2,2 \cdot 17 = 37,4 .$$

Автоматическое подзарядное устройство целесообразно выбрать типа АРН – 3.

Выбор зарядного устройства:

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{П}, \quad (76)$$

$$I_3 = 5 \cdot 28 + 20 = 160 \text{ А} .$$

$$U_{ПЗ} = 2,75 \cdot n , \quad (77)$$

$$U_{ПЗ} = 2,75 \cdot 125 = 343,75 \text{ А} .$$

Целесообразно применение агрегата из генератора постоянного тока модели П – 91.

#### 4.11 Выбор высокочастотных заградителей

Выбор ВЧ - заградителей производится в соответствии с номинальными и ударными токами.

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{сети}} \quad (78)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. расч.}} \quad (79)$$

$$i_{\text{пред.скв}} \geq i_{\text{уд.}} \quad (80)$$

$$I_{\text{терм. ном}}^2 \cdot t_{\text{терм. ном}} \geq B_{\text{к.}} \quad (81)$$

Для ВЛ 110 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-1250-0,5УХЛ1. На линиях 35 кВ устанавливаем аналогичные ВЧЗ.

Значения  $I_{\text{max p}}$  и  $B_{\text{к}}$  используются такие же как и для выбора выключателей.

Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧ – заградителей, на стороне ВН и СН представлены в таблицах 29, 30 соответственно.

Таблица 29 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{н}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 314,91 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{н}}$
$i_{\text{пред.скв}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 7,308 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 675 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 22,62 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$

Таблица 30 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = \text{кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{н}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 929,74 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{н}}$

Продолжение таблицы 30

$i_{\text{пред.скв}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 1,63 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} = 675 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 1,19 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}}$



## 5 ВЫБОР УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

Цель проектирования релейной защиты – выработка и принятие решений по выбору принципов выполнения релейной защиты. Также решаются вопросы эффективного функционирования устройств релейной защиты и автоматики всех элементов защищаемой схемы, начиная с выбора видов и расчёта уставок проектируемых устройств и заканчивая правильным их подключением к цепям оперативного тока и к трансформаторам тока и напряжения.

В соответствии с ПУЭ на трехобмоточных трансформаторах устанавливаются [8]:

а) на трансформаторы для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на их выводах устанавливается дифференциальная отсечка или дифференциальная защита с реле ДЗТ-13;

б) для защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ и резервирования действия защиты от внутренних повреждений – максимальная токовая защита (МТЗ);

в) для защиты от токов в обмотках, обусловленных перегрузкой – защиту от перегрузок, выполняемую с одним токовым реле с действием на сигнал с выдержкой времени;

г) для защиты от витковых замыканий в обмотках и понижения уровня масла устанавливается газовая защита, действующая на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании, а также термосигнализатор с действием на сигнал.

### 5.1 Дифференциальная токовая защита

Принцип работы дифференциальной защиты основан на принципе сравнения токов на входе и выходах. Дифференциальная защита применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов и автотрансформаторов. Она имеет абсолютную селективность, и срабатывает при повреждении в обмотках, на выводах и в соединениях с выключателями, а также имеет функцию моментального, (без выдержки времени), отключения

трансформатора со всех сторон. Рабочая зона дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ) ограничена местом установки трансформаторов тока, и включает в себя ошиновку СН, НН и присоединение ТСН, включенного на шинный мост НН. Устройство ДЗТ, сравнительно сложно, поэтому она устанавливается на трансформаторах мощностью от 6300 кВА и более [12]. Начать расчет дифференциальной защиты следует с расчетов токов КЗ на трансформаторе.

Таблица 31 – Справочные данные для трансформатора

Марка трансформатора	S, МВА	U <sub>ВН</sub> , кВ	U <sub>СН</sub> , кВ	U <sub>НН</sub> , кВ	U <sub>кВС</sub> , %	U <sub>кВН</sub> , %	U <sub>кСН</sub> , %
ТДТН-40000/110	40	115	38,5	6,6	10,5	17,5	6,5

Для составления схемы замещения вычисляются сопротивления сторон трансформатора:

$$U_{к.В} = 0,5 \cdot (U_{кВС} + U_{кВН} - U_{кСН}) \%, \quad (82)$$

$$U_{к.В} = 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75 \%,$$

$$U_{к.С} = 0; \quad U_{к.Н} = 6,75 \%.$$

$$X_{т.В} = \frac{U_{кВ}}{100} \cdot \frac{U_{номВН}^2}{S_T} \text{ Ом}, \quad (83)$$

$$X_{т.В} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 35,54 \text{ Ом},$$

$$X_{т.Н} = 0,062 \text{ Ом}.$$

Ток трехфазного и двухфазного КЗ:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}}, \quad (84)$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)}, \quad (85)$$

Ток трехфазного и двухфазного КЗ на шинах среднего напряжения:

$$I_{K3.СН}^{(3)} = 719 \text{ А},$$

$$I_{K3.СН}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 719 = 622,65 \text{ А}.$$

Ток трехфазного и двухфазного КЗ на шинах низкого напряжения:

$$I_{K3.НН}^{(3)} = 1220 \text{ А},$$

$$I_{K3.НН}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1220 = 1056,52 \text{ А}.$$

Далее выбираем коэффициент трансформации трансформатора тока. Ток во вторичной цепи трансформаторов тока:

$$I_{\text{перв.}i} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_i}, \quad (86)$$

$$n_{\text{ТА.расч.}} = \frac{I_{\text{перв.}i} \cdot k_{\text{сх.}}}{5}. \quad (87)$$

Коэффициент трансформации ТТ выбирается таким образом, чтобы ток протекающий во вторичной обмотке не превышал  $I_{\text{втор}} \leq 5 \text{ А}$ . Поэтому, выбранный коэффициент трансформации округляется до больших значений, т.е. берется «с запасом» [13].

$$I_{\text{втор.}i} = \frac{k_{\text{сх.}\Delta} \cdot I_{\text{перв.}i}}{n_{\text{т.уст.}}}, \quad (88)$$

Расчёты проводятся для всех сторон трансформатора. Результаты расчетов приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Расчет параметров трансформаторов тока

Параметр трансформатора тока	Результаты расчёта		
	ВН	СН	НН
Первичный номинальный ток трансформатора, А	200,82	599,84	3665,71
Схема соединения трансформатора тока	$\Delta$	$\Delta$	Y
Коэффициент схемы	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1
Коэффициент трансформации	$\frac{300}{5}$	$\frac{800}{5}$	$\frac{4000}{5}$
Вторичные токи, А	3,347	3,749	4,582

Дифференциальную защиту отстраиваем от максимального тока небаланса, который определяется при максимальном внешнем КЗ:

$$I_{\text{с.з.}} = K_{\text{над.}} \cdot I_{\text{н.б.макс}}, \quad (89)$$

где  $k_{\text{над}}$  – коэффициент надежности, который можно принять равным 1,3.

$$I_{\text{н.б.макс}} = (K_a \cdot K_{\text{одн.}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег.}}) \cdot I_{\text{КЗ.внеш.макс}}, \quad (90)$$

где  $k_a$  – коэффициент, который учитывает влияние переходных процессов на быстродействующие защиты, сопровождающихся прохождением апериодических составляющих в токе КЗ, принимается  $K_a = 1$  [12];

$k_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности условий работы ТТ, принимается

$$k_{\text{одн}} = 1;$$

$\varepsilon$  – погрешность ТТ, удовлетворяющих 10 % кратности ( $\varepsilon = 0,1$ );

$\Delta U_{\text{рег}}$  – шаг регулирования ( $\Delta U_{\text{рег}} = 0,12$ );

$I_{\text{КЗ.внеш.мах}}$  – наибольший ток при сквозном КЗ ( $I_{\text{КЗ.внеш.мах}} = I_{\text{КЗ.СН}}^{(3)}$ ).

Проверяется возможность использования реле без торможения (РНТ-560).

$$I_{\text{с.з.}} = K_{\text{над.}} \cdot I_{\text{н.б.мах}} = K_{\text{над.}} \cdot (K_{\text{а}} \cdot K_{\text{одн.}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег.}}) \cdot I_{\text{КЗ.внеш.мах}}, \quad (91)$$

$$I_{\text{с.з.}} = 1,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 719 = 388,26 \text{ А.}$$

Проверка по чувствительности при КЗ на стороне 10 кВ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.НН}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}}, \quad (92)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1056,52}{388,26} = 2,721.$$

Реле без торможения требуемую чувствительность не обеспечивает.

Поэтому, учитывая современные технические решения в сфере релейной защиты и автоматики, в качестве дифференциальной защиты трансформаторов предусмотрено применение микропроцессорного устройства релейной защиты RET670. Описание которого приведено в отдельном разделе.

## 5.2 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита (МТЗ) относится к резервным защитами трансформатора, и необходима для отключения трансформатора при повреждениях и отказе основных защит. Кроме того, МТЗ срабатывает при коротких замыканиях на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, при условии, что защиты этих элементов вышли из строя. Согласно условиям селективности, МТЗ должна иметь выдержку времени и,

соответственно, не может иметь моментальное быстроедействие [13].

Ток срабатывания МТЗ вычисляется по условию возврата токовых реле при максимальной нагрузке:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{k_{\text{над}} \cdot k_{\text{сам.зап}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{р.мах}} \quad (93)$$

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

$k_{\text{сам.зап}}$  – коэффициент самозапуска, составляющий 2,5 для

городских сетей;

$k_{\text{в}}$  – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,85;

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

Максимальный рабочий ток найдем по формуле:

$$I_{\text{р.мах}} = \frac{S_{\text{Т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (94)$$

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле:

$$i_{\text{ср.}} = \frac{k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{сЗ}}}{k_{\text{Т}}} \quad (95)$$

По нижеприведенной формуле, в конце защищаемого участка вычисляется коэффициент чувствительности при КЗ:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.мин}}}{I_{\text{МТЗ}}}, \quad (96)$$

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

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

$$I_{\text{сз.В}} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,85} \cdot 200,82 = 708,78 \text{ А,}$$

$$i_{\text{ср.В}} = \frac{1,73 \cdot 708,78}{60} = 20,44 \text{ А,}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{719}{708,78} = 1,014,$$

$$I_{\text{сз.С}} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,85} \cdot 599,84 = 2117,08 \text{ А,}$$

$$i_{\text{ср.С}} = \frac{1,73 \cdot 2117,08}{300} = 12,208 \text{ А,}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{719 \cdot \left(\frac{115}{38,5}\right)}{2117,08} = 1,012,$$

$$I_{\text{сз.Н}} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,85} \cdot 3665,71 = 12937,8 \text{ А,}$$

$$i_{\text{ср.С}} = \frac{1,73 \cdot 12937,8}{300} = 74,607 \text{ А,}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1220 \cdot \left(\frac{115}{6,3}\right)}{12937,8} = 1,072.$$

Для МТЗ примем к установке на всех сторонах трансформатора реле типа РМТ-101.

### 5.3 Защита от перегрузки

Перегрузка трансформаторов допускается в течение довольно долгого промежутка времени. Защита действует на сигнал при наличии оперативного персонала на подстанции. При отсутствии персонала на объекте, контроль состояния трансформатора может производиться средствами и приборами контроля и телемеханики .

Для надежного обеспечения защиты трансформатора, необходимо

руководствоваться следующим размещением устройств, подающих сигналы перегрузки [9]:

а) в двухобмоточных трансформаторах – с одной стороны в любой из них.

б) на трехобмоточных трансформаторах если обмотки имеют одинаковую мощность – со стороны питания. На трансформаторах где возможно питание с двух сторон – на всех трех сторонах.

в) На трансформаторах, которые имеют обмотки различной мощности, устанавливаются со всех трех сторон.

Соответственно, для обеспечения как можно большего количества возможных режимов и параметров трансформатора, необходимо устанавливать сигнализацию перегрузки на всех трех сторонах трехобмоточного трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки действует на сигнал и может быть определен по условию возврата защиты при условии номинального тока нагрузки трансформатора:

$$I_{сз.п} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot I_{ном}, \quad (97)$$

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

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

$k_{в}$  – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,85.

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{сз.п.В} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 200,82 = 248,07 \text{ А.}$$

На стороне СН трансформатора:

$$I_{сз.п.С} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 599,84 = 740,97 \text{ А.}$$

На стороне НН трансформатора:



$$I_{\text{сз.п.Н}} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 3665,71 = 4528,23 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле:

$$I_{\text{втор.п}} = \frac{k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{сз.п}}}{n_{\text{ТВН}}}, \quad (98)$$

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{втор.п.В}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 200,82 \cdot 5}{300} = 5,79 \text{ А.}$$

На стороне СН трансформатора:

$$I_{\text{втор.п.С}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 599,84 \cdot 5}{800} = 6,49 \text{ А.}$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{втор.п.Н}} = \frac{1 \cdot 3665,71 \cdot 5}{4000} = 4,58 \text{ А.}$$

Время срабатывания защиты от перегрузки трансформаторов, должно быть больше времени работы защиты и дальнейшего восстановления нормального режима, для того чтобы избежать возникновения ложных сигналов. В большинстве энергопредприятий выдержка времени общепринята и составляет 9 секунд. Выдержка устанавливается одинаковой величины на всех устройствах сигнализации, которые не имеют особых требований к ней [13].

#### **5.4 Газовая защита трансформатора**

Газовая защита трансформаторов наиболее чувствительна и является универсальной защитой от внутренних повреждений трансформатора. Как правило, она устанавливается на трансформаторах, предусматривающих масляное охлаждение и имеющих масляный расширитель.

Применение газовой защиты обязательно на трансформаторах (автотрансформаторах), имеющих мощность 6300 кВА и более. Кроме того, на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 1000 – 4000 кВА, не

имеющих быстросрабатывающей защиты.

Принцип действия газовой защиты заключается в фиксации процессов разложения масла, что может являться следствием повышения температуры внутри бака трансформатора и вызывает выделение газа. Химический состав газа и скорость его выделения, зависят от величины и характера повреждения. Поэтому защита выполняется таким образом, чтобы при медленном газообразовании, срабатывания не происходило, а подавался предупредительный сигнал. Но при обильном газообразовании, которое фиксируется обычно при КЗ, газовая защита отключала поврежденный трансформатор (автотрансформатор). Помимо прочего, одной из функций газовой защиты является подача сигнала при опасном понижении уровня масла в баке [13].

На нижеприведенном рисунке показана установка газового реле на масляный трансформатор, с указанием основных элементов: 1 – газовое реле; 2 – кран; 3 – выхлопная труба; 4 – расширитель; 5 – мембрана (см. рисунок 8).

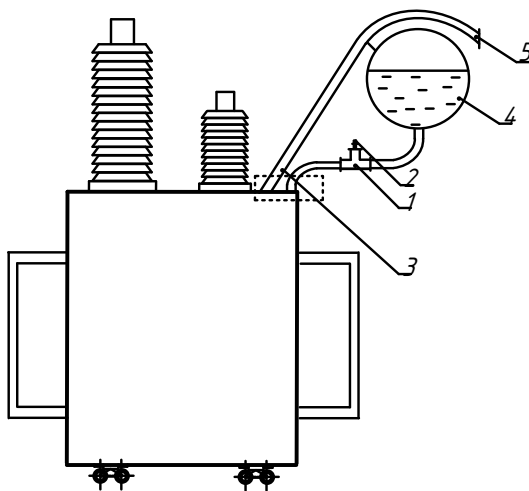


Рисунок 8 – Установка газового реле на трансформаторе

### **5.5 Автоматическое регулирование коэффициента трансформации**

Для поддержания определенного уровня напряжения на зажимах потребителей электроэнергии, необходимо производить автоматическое изменение коэффициента трансформации силовых трансформаторов. Изменение этого коэффициента производится путем переключения ответвлений

обмоток переключающим устройством, причем этот процесс происходит скачкообразно.

Кратковременные колебания напряжения могут повлиять на работу переключающего устройства, частая работа которого может привести к выходу его из строя. Поэтому регулирование должно осуществляться замедленно. Время за которое обрабатывается выходная команда, составляет 20—30 с . Орган регулятора, воспринимающий команды, способен реагировать на:

а) изменение напряжения в месте установки регулятора;

б) на изменение, в месте установки, геометрической суммы напряжения с падением напряжения от тока в эквивалентном сопротивлении, т. е. на изменение напряжения в некоторой точке электрической системы, электрически приближенной или к узловой подстанции;

в) на изменение напряжения в месте установки регулятора с коррекцией тока в питающей линии или реактивной мощности.

Автоматическое изменение положения переключающего устройства, может производиться также и от соответствующего программного устройства, которое может быть установлено как на подстанции, так и в диспетчерском пункте.

Кроме принципа регулирования согласно критерию отклонения, предельных значений, существует принцип регулирования согласно критериям интегральных отклонений квадрата напряжения, за какой-либо определенный промежуток времени от установленного значения. Тогда, исходя из следующего принципа: народнохозяйственный ущерб от изменения напряжения относительно номинального, пропорционален отклонению квадрата напряжения от начального значения за определенный промежуток времени. Приведенная зависимость справедлива исключительно для узкого круга потребителей, и не может быть использована для всех случаев, которые встречаются на практике [13].

При помощи статистических методов обработки полученных результатов, может быть определена верность выбранного критерия регулирования. Но даже учитывая все условия, системой регулирования не должны быть допущены

изменения напряжения больше тех значений, которые допускает нагрузка района энергосистемы [13].

### **5.6 Устройство автоматического повторного включения**

Значительное количество повреждений в системах электроснабжения неустойчивы и имеют тенденцию к самоустранению. Работа устройств автоматического повторного включения (АПВ), состоит во включении отключенного элемента обратно под напряжение, при отсутствии запрета на АПВ. Таким образом, если причина, которая могла вызвать это отключение самоустранилась, то этот элемент системы остается в работе. Таким образом реализуется практически непрерывное питание потребителей.

Выдержка времени устройств АПВ на линии с двусторонним питанием определяется с учетом неодновременности отключения произошедшего повреждения с обоих концов линии. С целью повышения эффективности ТАПВ однократного действия его выдержку времени увеличивают, при условии, если это допускает режим работы потребителя [12].

На одиночных линиях с двусторонним питанием (при отсутствии шунтирующих связей) предусматриваются одни из следующих видов трехфазного АПВ (а так же их комбинации):

- а) быстродействующее ТАПВ (БАПВ);
- б) несинхронное ТАПВ (НАПВ);
- в) ТАПВ с улавливанием синхронизма (ТАПВ УС).

Быстродействующее АПВ или БАПВ (одновременное включение с минимальной выдержкой времени с обоих концов) предусматривают на одиночных линиях получающих питание с двух сторон, для автоматического повторного включения, как правило, при небольшом расхождении угла между векторами ЭДС соединяемых систем. Запуск быстродействующего АПВ (БАПВ), производится при срабатывании быстродействующей защиты, зона действия которой охватывает всю линию. БАПВ блокируется при срабатывании резервных защит и блокируется или задерживается при работе устройства резервирования отказа выключателя [4].

Однократное трехфазное АПВ линий с двусторонним питанием

Выдержка времени на срабатывание:

$$t_{\text{АПВ-1}} \geq 3t_{\text{Г.П.}} + t_{\text{зап.}} \quad (99)$$

$$t_{\text{АПВ-1}} \geq 3t_{\text{д.с.}} - t_{\text{вкл. Q}} + t_{\text{зап.}} \quad (100)$$

$$t_{\text{АПВ-1}} \geq 3t_{\text{гот. Q}} - t_{\text{вкл. Q}} + t_{\text{зап.}} \quad (101)$$

$$t_{\text{АПВ-1}} \geq t_{\text{в. защ.}} - t_{\text{вкл. Q}} + t_{\text{зап.}} \quad (102)$$

где  $t_{\text{Г.П.}}$  - время готовности привода, равное 0,5 с;

$t_{\text{д.с.}}$  - время деионизации среды в месте КЗ, равное 0,3 с;

$t_{\text{вкл. Q}}$  - время включения выключателя, равное 0,05 с;

$t_{\text{гот. Q}}$  - время готовности выключателя, равное 20 с;

$t_{\text{в. защ.}}$  - время возврата релейной защиты, установленной со стороны источника питания, равное 0,8 с;

$t_{\text{зап.}}$  - время запаса, равное 0,5 с.

Таким образом можно записать выражения:

$$t_{\text{АПВ-1}} \geq 3 \cdot 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с.}$$

$$t_{\text{АПВ-1}} \geq 0,3 - 0,05 + 0,5 = 0,75 \text{ с.}$$

$$t_{\text{АПВ-1}} \geq 3 \cdot 20 - 0,05 + 0,5 = 20,45 \text{ с.}$$

$$t_{\text{АПВ-1}} \geq 3 \cdot 0,8 - 0,05 + 0,5 = 1,25 \text{ с.}$$

Выдержка времени на возврат:

$$t_{\text{АПВ-2}} \geq 3t_{\text{АПВ-1}} + t_{\text{вкл. Q}} + t_{\text{РЗМакс}} + t_{\text{откл. Q}} + t_{\text{зап.}} \quad (103)$$

$$t_{\text{АПВ-2}} \geq 3t_{\text{паузы1}} \quad (104)$$

где  $t_{\text{РЗмакс}}$  - максимальная выдержка времени релейной защиты после включения выключателя на устойчивое КЗ, равное 2,5 с;

$t_{\text{откл.Q}}$  - время отключения выключателя, принимается равным 0,8 с;

$t_{\text{паузы1}}$  - время, допустимое по условиям работы выключателей, принимаемое равным 15 с.

$$t_{\text{АПВ-2}} \geq 20,45 + 0,05 + 2,5 + 0,8 + 0,5 = 24,3.$$

$$t_{\text{АПВ-2}} \geq 15.$$

### 5.7 Устройство автоматического ввода резерва

Устройство автоматического ввода резерва является одним из основных элементов автоматизации в системах промышленного электроснабжения. Большинство электрических сетей, промышленных предприятий характеризуется раздельной работой линий и трансформаторов. В таких случаях предусматривается разделение шин подстанции на две секции. При этом, каждая из них получает питание по собственной линии. Секции соединены между собой секционным выключателем, на котором и выполняется установка устройства АВР. В случае выхода из строя линии или трансформатора, срабатывает устройство АВР, таким образом питание восстанавливается, тем самым значительно сокращая время простоя технологического оборудования [4].

В основе работы устройства АВР лежит состоит пусковой орган и узел автоматики включения.

Устройства АВР, предусматривается во всех случаях, когда перерыв в электроснабжении может вызывать ущерб, значительно превышающий стоимость установки устройства АВР. Устройства АВР могут применяться для оборудования, режим работы которого предусматривает не полное использование. К примеру, наибольшее значение КПД трансформатор выдает при 60 — 80 % номинальной нагрузки. Тогда, в случае отключения одного

рабочего источника, второй источник приводимый в действие устройством АВР примет на себя всю нагрузку и испытывая перегрузку в допустимых пределах, обеспечит бесперебойное электроснабжение [4].

Сетевые АВР состоят из нескольких устройств к которым относятся:

а) устройство АВР, производящее переключение питания сети на резервный источник, методом включения выключателя пункта АВР, отключенного в состоянии нормального режима;

б) устройства, которые обеспечивают, при необходимости, автоматическую перестройку РЗ перед тем, как режим работы будет и изменен;

в) устройство делительной автоматики минимального напряжения, предотвращающее подачу напряжения от резервного источника на поврежденный рабочий источник питания (на рабочую линию, трансформатор и т. п.), а также на некоторые другие устройства.

### **5.8 Микропроцессорные средства защиты**

Процессе интенсивного развития цифровой техники обуславливает ее широкое применение во всех уровнях автоматизации энергообъектов не только в энергетике, но и в иных отраслях производства. Многократно испытаны и доказаны преимущества РЗА перед РЗА старого типа. К преимуществам микропроцессорных РЗА можно отнести:

а) за счет функции самодиагностики, и автоматической записи режимов и событий, сокращаются эксплуатационные расходы;

б) возможно реализовать полноценную современную АСУ ТП на многофункциональной базе;

в) уменьшаются затраты на аппаратную часть, и как следствие сокращаются расходы на строительство и монтаж;

г) снижение размеров повреждений оборудования при КЗ в следствии уменьшения ступеней селективности;

д) улучшение мониторинга состояния оборудования и работы устройств РЗА, и т.д.

За счет снижения затрат на эксплуатацию, а также снижения ущерба

связанного с недоотпуском электроэнергии, применение устройств РЗА на микропроцессорной базе дает значительный экономический эффект.

Для расчета микропроцессорной защиты необходимо рассчитать токи короткого замыкания на сторонах трансформатора, двухфазные и трехфазные. Что было сделано ранее, результаты расчета для удобства представлены в виде таблицы 33.

Таблица 33 – Результаты расчета токов КЗ

Вид КЗ	Ток в расчетной точке, кА		
	К1	К2	К3
Двухфазное	2,606	0,622	1,565
Трёхфазное	3,01	0,719	1,22

#### 5.8.1 Защита трансформатора на базе терминала «RET670»

RET670 Интеллектуальное электронное устройство выполняет функции управления, контроля и защиты для всех типов трансформаторов (двух- и трехобмоточных трансформаторов, автотрансформаторов, фазоповоротных трансформаторов, шунтирующих реакторов, повышающих трансформаторов, а также трансформаторов, работающих на тяговую нагрузку). Позволяет применять дифференциальную защиту в различных схемах с несколькими выключателями, при подключении до 6-ти групп ТТ [14].

Начинать расчет дифференциальной защиты следует с расчетов токов КЗ на трансформаторе, которые были рассчитаны ранее.

Ток трехфазного и двухфазного КЗ на шинах высокого напряжения:

$$I_{\text{КЗ.ВН}}^{(3)} = 3010 \text{ А}; \quad I_{\text{КЗ.ВН}}^{(2)} = 2606 \text{ А}.$$

Ток трехфазного и двухфазного КЗ на шинах среднего напряжения:

$$I_{\text{КЗ.СН}}^{(3)} = 719 \text{ А}; \quad I_{\text{КЗ.СН}}^{(2)} = 622 \text{ А}.$$

Ток трехфазного и двухфазного КЗ на шинах низкого напряжения:

$$I_{\text{КЗ.НН}}^{(3)} = 1220 \text{ А}; \quad I_{\text{КЗ.НН}}^{(2)} = 1056 \text{ А}.$$



Для начала необходимо, проверить обеспечение цифрового выравнивания токов на плечах защищаемого трансформатора, для этого определяются первичные номинальные токи [12]:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{T}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (105)$$

Номинальный ток высокой стороны:

$$I_{\text{НОМ.110}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200,82 \text{ А.}$$

Номинальный ток средней стороны:

$$I_{\text{НОМ.35}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 599,84 \text{ А.}$$

Номинальный ток низкой стороны:

$$I_{\text{НОМ.10}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 3665,71 \text{ А.}$$

Определяются вторичные номинальные токи на сторонах, с учетом установки группы соединения ТТ «звезда» и «треугольник».

$$I_{\text{В.НОМ}} = \frac{K_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{НОМ}}}{k_{\text{T}}} \quad (106)$$

$$I_{\text{В.НОМ1}} = \frac{1 \cdot 200,82}{300/5} = 3,347 \text{ А,}$$

$$I_{\text{В.НОМ2}} = \frac{1 \cdot 599,84}{800/5} = 3,749 \text{ А,}$$

$$I_{\text{В.НОМ3}} = \frac{1 \cdot 3665,71}{4000/5} = 4,582 \text{ А.}$$

Результат расчета параметров трансформатора представлен в таблице 34.

Таблица 34 – Расчет параметров трансформаторов тока

Параметр трансформатора тока	Результаты расчёта		
	ВН	СН	НН

Первичный номинальный ток трансформатора, А	200,82	599,84	3665,71
Схема соединения трансформатора тока	$\Delta$	$\Delta$	Y
Коэффициент схемы	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1
Коэффициент трансформации	$\frac{300}{5}$	$\frac{800}{5}$	$\frac{4000}{5}$
Вторичные токи, А	3,347	3,749	4,582

В таблице 35 приводится выбор ответвлений токовых входов устройства, включая погрешности.

Таблица 35 – Выбор рабочих ответвлений токовых входов устройства

Вторичный ток в номинальном режиме $I_{НОМ,ВТ,п}$ , А	Номинальный ток входа устройства $I_{НОМ,Т,п}$ , А	Относительная погрешность выравнивания $\Delta f_{выр}$
5 - 20	5	0,03
1 - 5	5	0,02
0,5 – 1,0	1	0,02
0,125 – 0,5	1	0,03
0,1 – 0,125	1	0,05

Согласно результатам расчета номинальный ток входа устройства для каждого плеча защиты, а также относительную погрешность выравнивания при величине  $I_{НОМ,ВТ} = 1-5$ , соответственно  $i_{НОМ,Т,п} = 5$ А,  $\Delta f_{выр}^* = 0,02$  [15].

Обеспечение цифрового выравнивания для всех сторон защищаемого трансформатора, проверяется в соответствии с формулой:

$$0,1 < \frac{I_{НОМ,ВТ,п}}{I_{НОМ,ВТ,п}} < 4. \quad (107)$$

Со стороны ВН:

$$0,1 < \frac{3,347}{5} = 0,669 < 4 .$$

Со стороны СН:

$$0,1 < \frac{3,749}{5} = 0,749 < 4.$$

Со стороны НН:

$$0,1 < \frac{4,582}{5} = 0,916 < 4.$$

Определяем расчетный коэффициент небаланса:

$$K_{\text{нб,расч}} = \sqrt{\left(K'_{\text{пер}} \cdot \varepsilon^*\right)^2 \cdot \left[1 + 2\left(\Delta U_{\text{рег}}^* + \Delta f_{\text{выр}}^*\right)\right] + \left(\Delta U_{\text{рег}}^* + \Delta f_{\text{выр}}^*\right)^2}, \quad (108)$$

где  $K'_{\text{пер}}$  - коэффициент, учитывающий переходный процесс, выбирается по таблице 36;

$K'_{\text{пер}}=1,2$  для силового трансформатора мощностью не более 40 МВА и при подключении токоограничивающих реакторов на НН.

$\varepsilon^*=0,1$  - полная относительная погрешность ТТ в установившемся режиме;

$\Delta f_{\text{выр}}^* = 0,02$  - относительная погрешность выравнивания токов плеч,

$\Delta U_{\text{рег}}^*$  - относительная погрешность, принимается равной максимальному возможному отклонению от номинального положения РПН  $\Delta U_{\text{рег}} = \pm 16\%$  - на стороне ВН [12].

Таблица 36 – Значение коэффициента переходного режима в зависимости от типа защищаемого объекта

Тип защищаемого объекта			$K'_{\text{пер}}$
ТСН электрических станций и другие понижающие трансформаторы, имеющие в составе нагрузки мощные двигатели напряжением 6 или 10 кВ.			1,5
Трансформаторы связи и блочные трансформаторы электрических станций			1,7
Трансформаторы электрических сетей и автотрансформаторы, не имеющие в составе нагрузки со стороны НН мощных двигателей или синхронных компенсаторов	Силовые трансформаторы мощностью не более 40 МВА	Со стороны НН нет подключенных токоограничивающих реакторов	1,0
		Со стороны НН подключены токоограничивающие реакторы	1,2
Силовые трансформаторы и автотрансформаторы мощностью 63 МВА и более			1,5

$$K_{\text{нб.расч}} = \sqrt{(1,2 \cdot 0,1)^2 \cdot [1 + 2 \cdot (0,16 + 0,02)] + (0,16 + 0,02)^2} = 0,228 .$$

Определяем начальный дифференциальный ток срабатывания  $I_{\text{dmin}}$ :

$$I_{\text{dmin}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб.расч}} \cdot \text{EndSection1} , \quad (109)$$

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

$K_{\text{нб.расч}}$  - расчетный коэффициент небаланса;

$\text{EndSection1}$  – начальный тормозной ток, принимается равным 1,15 [15] в соответствии с рекомендациями фирмы «ABB».

$$I_{\text{dmin}} = 1,2 \cdot 0,228 \cdot 1,15 = 0,315 .$$

Чувствительность для горизонтального участка тормозной характеристики, проверяется по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.расч}}}{I_{\text{диф.ср}}} , \quad (110)$$

где  $I_{\text{диф.ср}}$  - определяется уставка по начальному дифференциальному току срабатывания  $I_{\text{dmin}}=0,6$  тогда, относительный дифференциальный ток будет равен 0,6.

$I_{\text{диф.расч}}$  - относительный расчетный минимальный дифференциальный ток при КЗ на выводах защищаемого трансформатора, в данном случае расчетный минимальный дифференциальный ток будет при КЗ на стороне НН.

$$I_{\text{диф.расч}}^* = \frac{I_{\text{min}}^2}{I_{\text{ном.ВН}}} , \quad (111)$$

где  $n$  трехфазное короткое замыкание на стороне НН  $I_{\text{min}}^3 = 1220 \text{ А}$ ;  
Двухфазное короткое замыкание на НН:  $I_{\text{min}}^2 = 1056,52 \text{ А}$ .

$$I_{\text{диф.расч}}^* = \frac{622}{200,82} = 3,09 .$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3,09}{0,6} = 5,15 > 2 .$$

Как видно из расчета, при внутренних КЗ на горизонтальном участке тормозной характеристики необходимая чувствительность обеспечивается.

При выполнении следующего условия, будет обеспечиваться необходимая чувствительность защиты на наклонных участках тормозной характеристики:

$$\frac{I_{\text{dmin}}}{\text{EndSectionI}} , \tag{112}$$

$$\frac{0,3}{1,15} \leq 0,5 .$$

Как видно, условие выполняется. Параметр срабатывания токового органа дифференциальной отсечки необходимо принять не меньше 500 %:  $I_{\text{dunre}} > 500 \%$ .

Параметр срабатывания по условию отстройки от максимального тока небаланса при внешних повреждениях, находится по следующему выражению:

$$I_{\text{dunre}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб(1)}} \cdot I_{\text{КЗмакс}}^* , \tag{113}$$

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

$K_{\text{нб(1)}}$  - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей сквозного тока. Согласно рекомендациям фирмы «АВВ» для трансформаторов с расщепленной обмоткой принимается равным 0,65, при использовании со всех сторон ТТ с вторичным номинальным током 5 А [15].

$I_{\text{кз.макс}}^*$  - относительный максимальный ток при внешнем КЗ,

определяется по формуле:

$$I_{K3max}^* = \frac{I_{K3max}^2}{I_{ном.опор}}, \quad (114)$$

где  $I_{K3max}$  – максимальный ток при внешнем КЗ, приведенный к опорной стороне (стороны ВН);

$I_{НОМопорн}$  - номинальный ток опорной стороны (стороны ВН) защищаемого трансформатора.

$$I_{dunre} \geq 1,2 \cdot 0,65 \cdot \frac{3010}{200,82} \cdot 100 = 1169,1.$$

Параметр  $I_{dunre}$ , принимается равным:  $I_{dunre}=1169,1$  % ( $I_{dunre}=11,69$ )

Следующие параметры принимаются по рекомендациям фирмы «ABB» [15]:

- 1) параметр SlopeSection3 = 50%;
- 2) параметр StabByOption- «всегда»;
- 3) параметр I2 / I1 ratio=14 %;
- 4) параметр I5 / I1 ratio=25 %;
- 5) уставка ZSCSub – выключено;
- 6) уставка CrossBlockEn – выключено;
- 7) уставка SOTFMode – выключено;
- 8) уставка NegSegDiffEn –выключено;
- 9) уставка OpenCNEnable –выключено.

Таблица 37 – Выбранные уставки терминала RET 670

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	По умолчанию	Принятое значение
EndSection1	В долях от $I_{ном.опор}^*$	0,20-1,50	1,25	1,15
IdMin	В долях от $I_{ном.опор}^*$	0,10-0,60	0,3	0,3
EndSection2	В долях от $I_{ном.опор}^*$	1,00-10,00	3	2,0

SlopeSection2	%	10,0-50,0	40	45
SlopeSection3	%	30,0-100,0	80	50
Idunre	В долях от $I^*_{\text{ном.опор}}$	1,00-50,00	10	7,5
I2 / I1 ratio	%	5-100	15	14
I5 / I1 ratio	%	5-100	25	25
CrossBlockEn	-	On;Off	On	Off
SOTFMode	-	On;Off	On	Off
NegSegDiffEn	-	On;Off	On	Off
OpenCNEnable	-	On;Off	On	Off

### 5.8.2 Защита ошиновки на базе терминала «RED 521»

Устройство RED 521 представляет собой аппарат, обеспечивающий защиту шин при КЗ и замыканиях на землю.

Защита шин должна удовлетворять следующим требованиям [13]:

а) защита должна иметь абсолютную устойчивость во время внешних повреждений;

б) для минимизации повреждения, а также для обеспечения безопасности персонала, и устойчивости системы, защита должна иметь как можно меньшее время срабатывания;

в) защита должна срабатывать с высокой долей надежности даже при насыщении трансформатора тока, а также обнаруживать внутренние повреждения. Помимо этого, защита должна иметь достаточную чувствительность даже при минимальных токах повреждения.

г) защита должна обладать селективностью, т.е. способностью обнаруживать повреждения в сети и отключать только ту часть системы шин, которая имеет повреждение и т.д.

Для того чтобы выполнять функции дифференциальной защиты, терминал RED521 каждую миллисекунду (20 раз за период промышленной частоты) вычисляет для каждой фазы следующие величины:

- а) величину мгновенного дифференциального тока ( $i_d$ ), равную сумме мгновенных значений всех входных токов;
- б) сумму мгновенных значений всех положительных входных токов (SP);
- в) сумму мгновенных значений всех отрицательных входных токов (SN);
- г) величину мгновенного входного тока  $i_{in}$ , равную максимальной величине из SP и SN;
- д) величину мгновенного выходного тока  $i_{out}$ , равную минимальной величине из SP и SN.

Все эти значения вычисляются по модулю, то есть имеют только положительную величину без фазы. При этом в каждый момент времени выполняется условие [16]:

$$i_{in} = i_{out} + i_d . \quad (115)$$

Кроме мгновенных значений, вычисляются также соответствующие действующие значения  $I_d$ ,  $I_{in}$ ,  $I_{out}$  за последний период промышленной частоты, то есть, по данным последних 20 мгновенных значений.

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты приведена на рисунке 9. Характеристика строится в координатах действующего входного тока ( $I_{in}$ ) и действующего дифференциального тока ( $I_d$ ).



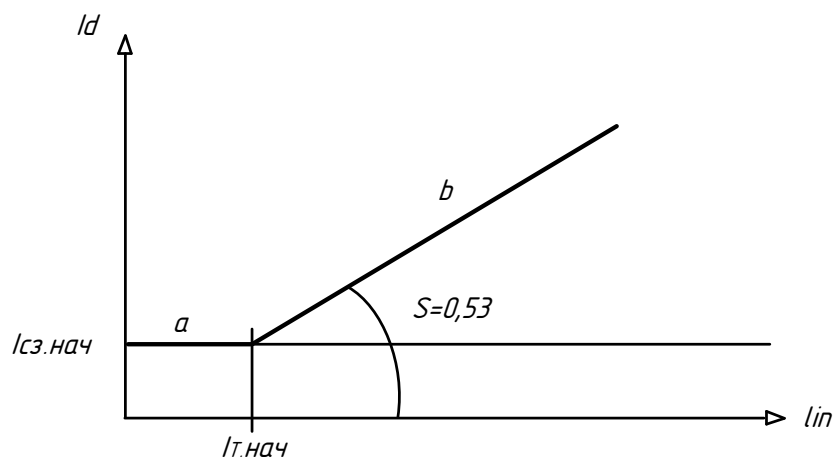


Рисунок 9 – Характеристика срабатывания

Характеристика защиты состоит из двух участков а и б. Участок а – начальный (минимальный) ток срабатывания защиты при отсутствии торможения (в терминологии АВВ – Diff Operation Level). Регулируется в пределах от 1 А до 10000 А первичных с шагом 1 А [16].

## 6 РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ

### 6.1 Расчет заземления

Заземление электроустановок осуществляется при помощи преднамеренного электрического соединения с заземляющим устройством, которое, в свою очередь, представляет собой заземлитель и заземляющие проводники.

Контур сетки заземлителя располагается с выходом за границы оборудования на 1,5 м, для обеспечения безопасности [17].

Для расчета заземления необходимо задаться следующими исходными данными:

Удельное сопротивление верхнего слоя грунта (Ом·м),  $\rho_1 = 50$ .

Удельное сопротивление нижнего слоя грунта (Ом·м),  $\rho_2 = 1$ .

Толщина верхнего слоя грунта (м),  $h_1 = 0,8$ .

Расчет контура сетки заземления производится по формуле:

$$S = (A + 1,5 \cdot 2)(B + 1,5 \cdot 2), \quad (116)$$

где  $A$  – длина ПС, м;

$B$  – ширина ПС, м.

$$S = (146 + 1,5 \cdot 2)(124 + 1,5 \cdot 2) = 18923 \text{ м}^2.$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром  $d_{\text{ПР}}$  10мм [17].

Проверяем сечение по условиям механической прочности:

$$F_{\text{МЕХ.ПРОЧ}} = \pi \left( \frac{d_{\text{ПР}}^2}{4} \right), \quad (117)$$

$$F_{\text{МЕХ.ПРОЧ}} = 3,14 \left( \frac{10}{4} \right) = 78,5 \text{ мм}^2.$$

Проверяем на термическую стойкость по формуле:

$$F_{\text{ТС}} = \sqrt{\frac{(I_{\text{КЗ}})^2 \cdot t_{\text{СЗ}}}{400 \cdot \beta}}, \quad (118)$$

где  $I_{\text{КЗ}}$ , ток однофазного короткого замыкания, 7862 А;

$\beta$  вспомогательный коэффициент для стали,  $\beta = 21$  [2];

$t_{\text{СЗ}}$ , время отключения, 0,33 с.

$$F_{\text{ТС}} = \sqrt{\frac{7862^2 \cdot 0,33}{400 \cdot 21}} = 49,277.$$

Для определения сечения прутка по коррозионной стойкости необходимо знать средние значения коэффициентов, зависящие от грунтов:

$a_{\text{К}} = 0,0026$ ;  $b_{\text{К}} = 0,0091$ ;  $c_{\text{К}} = 0,0104$ ;  $\alpha_{\text{К}} = 0,0224$  [2].

$T = 240$ , время использования заземления, (месяцы).

$$S_{\text{СР}} = a_{\text{К}} \cdot (\ln(T))^3 + b_{\text{К}} \cdot (\ln(T))^2 + c_{\text{К}} \cdot (\ln(T)) + \alpha_{\text{К}} S_{\text{СР}}, \quad (119)$$

$$S_{\text{СР}} = 0,0026 \cdot (\ln(240))^3 + 0,0091 \cdot (\ln(240))^2 + 0,0104 \cdot (\ln(240)) + 0,0224 S_{\text{СР}} = 0,782.$$

$$F_{\text{КОР}} = \pi \cdot S_{\text{СР}} \cdot (d_{\text{ПР}} + S_{\text{СР}}), \quad (120)$$

$$F_{\text{КОР}} = 3,14 \cdot 0,782 \cdot (10 + 0,782) = 26,498 \text{ мм}^2.$$

$$F_{\text{min}} = F_{\text{КОР}} + F_{\text{ТС}} = 126 \text{ мм}^2. \quad (121)$$

Радиус прутка находим по формуле:

$$R = \sqrt{\frac{F_{\min}}{\pi}}, \quad (122)$$

$$R = \sqrt{\frac{126}{3,14}} = 6,35 \text{ мм}.$$

Диаметр прутка:

$$D = 6,35 \cdot 2 = 12,7 \text{ мм}.$$

Округляем до ближайшего стандартного,  $D_{\phi} = 16 \text{ мм}$ .

Рассчитываем общую длину горизонтальных полос (м).

Длина вертикального прутка,  $l_{\text{ВЕРТ}} = 5 \text{ м}$ .

Расстояние между полосами сетки,  $L_{\text{III}} = 6 \text{ м}$ .

Общая длина полос в сетке:

$$L_{\text{ГОР}} = (A + 1,5 \cdot 2) \cdot \frac{B + 1,5 \cdot 2}{L_{\text{III}}} + (B + 1,5 \cdot 2) \cdot \frac{A + 1,5 \cdot 2}{L_{\text{III}}}, \quad (123)$$

$$L_{\text{ГОР}} = (146 + 1,5 \cdot 2) \cdot \frac{124 + 1,5 \cdot 2}{6} + (124 + 1,5 \cdot 2) \cdot \frac{146 + 1,5 \cdot 2}{6} = 6307,66 \text{ м}.$$

Уточняется длина горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью.

Уточняется число ячеек:

$$m = \frac{L_{\text{ГОР}}}{2\sqrt{S}}, \quad (124)$$

$$m = \frac{6307,66}{2\sqrt{18923}} = 22,93.$$

$$m = 23.$$

Определяем длину стороны ячейки:

$$L_{\text{ячейки}} = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (125)$$

$$L_{\text{ячейки}} = \frac{\sqrt{18923}}{22,93} = 5,99 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (126)$$

$$L = 2\sqrt{18923} \cdot (23 + 1) = 6604,8 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_{\text{в}} = \frac{4\sqrt{S}}{20}, \quad (127)$$

$$n_{\text{в}} = \frac{4\sqrt{18923}}{20} = 27,51.$$

Принимаем количество вертикальных электродов,  $n_{\text{в}} = 28$ .

Рассчитываем стационарное сопротивление заземлителя для обоих слоев грунта, Ом.

$A$  – коэффициент подобия, принимается равным, 0,4 [17].

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_{\text{IS}} = \rho_1 \cdot \left( \frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_{\text{в}} \cdot l_{\text{ВЕРТ}}} \right), \quad (128)$$

$$R_{\text{IS}} = \rho_1 \cdot \left( \frac{0,4}{\sqrt{18923}} + \frac{1}{6604,8 + 23 \cdot 5} \right) = 1,457 \text{ Ом.}$$

$$R_{2S} = \rho_2 \cdot \left( \frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_{\text{БЕРТ}}} \right), \quad (129)$$

$$R_{2S} = \rho_2 \cdot \left( \frac{0,4}{\sqrt{18923}} + \frac{1}{6604,8 + 23 \cdot 5} \right) = 0,029 \text{ Ом.}$$

Вычисляем импульсный коэффициент для обоих слоев:

$$\alpha_{\text{И1}} = \sqrt{\frac{1500\sqrt{S}}{(\rho_1 + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (130)$$

$$\alpha_{\text{И1}} = \sqrt{\frac{1500\sqrt{18923}}{(50 + 320) \cdot (250 + 45)}} = 1,89.$$

$$\alpha_{\text{И2}} = \sqrt{\frac{1500\sqrt{S}}{(\rho_2 + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (131)$$

$$\alpha_{\text{И1}} = \sqrt{\frac{1500\sqrt{18923}}{(1 + 320) \cdot (250 + 45)}} = 2,18.$$

Рассчитываем импульсное сопротивление заземлителя в каждом слое, Ом.

$$R_{\text{И1}} = R_{1S} \cdot \alpha_{\text{И1}}, \quad (132)$$

$$R_{\text{И1}} = 0,065 \cdot 1,87 = 3,53.$$

$$R_{\text{И2}} = R_{2S} \cdot \alpha_{\text{И2}}, \quad (133)$$

$$R_{И2} = 0,0013 \cdot 2,01 = 4,38 \text{ Ом.}$$

Общее импульсное сопротивление искусственного заземления подстанции:

$$R_{ОБ} = R_{И1} + R_{И2}, \quad (134)$$

$$R_{ОБ} = 3,53 + 4,38 = 7,91.$$

## 6.2 Защита от прямых ударов молнии.

Защита на уровне земли и защищаемого объекта.

Высота защищаемых объектов, м:

- шинные порталы – 7,85 м;
- линейные порталы – 11,35 м.

Высота молниеотвода вычисляется по формуле:

$$h = \frac{D}{8} + h_x, \quad (135)$$

где  $h_x$  - длина ячейки.

$$D = \sqrt{(4 \cdot 15,89)^2 + \left(\frac{8 + 12,5 + 10,5}{2}\right)^2} = 63,03 \text{ м.}$$

$$h = \frac{63,03}{8} + 11,35 = 19,23 \text{ м.}$$

Для упрощения расчетов и повышения надежности, высоту молниеотвода принимаем  $h = 20$  м.

Зона защиты одиночного молниеотвода определяются на уровне:

шинных порталов:

$$r_{ХШ} = 1,6p \frac{h - h_x}{1 + h_x / h}, \quad (136)$$

$$r_{\text{ХШ}} = 1,6 \cdot 1 \frac{20 - 7,85}{1 + 7,85 / 20} = 14,65 \text{ м.}$$

линейных порталов:

$$r_{\text{ХЛ}} = 1,6p \frac{h - h_x}{1 + h_x / h}, \quad (137)$$

$$r_{\text{ХЛ}} = 1,6 \cdot 1 \frac{20 - 11,35}{1 + 11,35 / 20} = 10,49 \text{ м.}$$

Рассчитаем зону защиты молниеотводов 1-2; 2-3; 4-5; 5-6.

Расстояние между молниеотводами,  $a = 4 \cdot 15,89 = 63,56 \text{ м.}$

$$h_0 = h - \frac{a}{7p}, \quad (138)$$

$$h_0 = 20 - \frac{63,56}{7 \cdot 1} = 10,92 \text{ м.}$$

на уровне шинных порталов:

$$r_{0\text{Ш}} = 1,6p \frac{h_0 - h_x}{1 + h_x / h_0}, \quad (139)$$

$$r_{0\text{Ш}} = 1,6 \cdot 1 \frac{10,92 - 7,85}{1 + 7,85 / 10,92} = 2,87 \text{ м.}$$

на уровне линейных порталов:

$$r_{0\text{Л}} = 1,6p \frac{h_0 - h_x}{1 + h_x / h_0}, \quad (140)$$



$$r_{0л} = 1,6 \cdot 1 \frac{10,92 - 11,35}{1 + 11,35 / 10,92} = -0,33 \text{ м.}$$

Рассчитаем зону защиты молниеотводов 1-4; 2-5; 3-6.

Расстояние между молниеотводами -  $a = 16$ .

$$h_0 = h - \frac{a}{7p}, \quad (141)$$

$$h_0 = 20 - \frac{16}{7 \cdot 1} = 17,71 \text{ м.}$$

на уровне шинных порталов:

$$r_{0ш} = 1,6p \frac{h_0 - h_x}{1 + h_x / h_0}, \quad (142)$$

$$r_{0ш} = 1,6 \cdot 1 \frac{17,71 - 7,85}{1 + 7,85 / 17,71} = 10,8 \text{ м.}$$

на уровне линейных порталов:

$$r_{0л} = 1,6p \frac{h_0 - h_x}{1 + h_x / h_0}, \quad (143)$$

$$r_{0л} = 1,6 \cdot 1 \frac{17,71 - 11,35}{1 + 11,35 / 17,71} = 6,2 \text{ м.}$$

### 6.3 Грозоупорность ОРУ

Определим число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий. Согласно руководства по защите электрических сетей 6 - 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений [11].

Волновое сопротивление ошиновки,  $Z_{ОШ} = 164,166 \text{ Ом}$ .

Разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности,  
 $U_{50\%} = 1665,9 \text{ В}$ .

$$I_{\text{кр}} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{\text{ОШ}}}, \quad (144)$$

$$I_{\text{кр}} = \frac{2 \cdot 1665,9}{164,166} = 20,295 \text{ кА}.$$

Доля опасных перенапряжений, возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ минуя молниеотводы[11]:

$$p_{\text{ПР}} = e^{-0,04 \cdot I_{\text{кр}}}, \quad (145)$$

$$p_{\text{ПР}} = 0,444.$$

Высота подвеса гирлянды на опоре,  $l_{\text{ГИРЛ}} = 24,5 \text{ м}$ .

Импульсное сопротивление заземлителя,  $R_{\text{И}} = 0,425 \text{ Ом}$ .

$$I_{\text{ОП}} = \frac{U_{50\%} - 50 \cdot l_{\text{ГИРЛ}}}{R_{\text{И}}}, \quad (146)$$

$$I_{\text{ОП}} = \frac{1665,9 - 50 \cdot 24,5}{0,425} = 1037,41 \text{ А}.$$

Вероятность перекрытия при ударах молнии в гирлянду изоляторов:

$$p_{\text{ОП}} = e^{-0,04 \cdot I_{\text{ОП}}}, \quad (147)$$

$$p_{\text{ОП}} = 0,002.$$

Вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниеотводы (для класса номинального напряжения до 750 кВ,  $p_{\alpha} = 0,005$ [11]).

Вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую

дугу при разрядах молнии в ПС минуя молниеотводы,  $\eta_{\text{ПР}} = 0,9$ .

Вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при обратных перекрытиях,  $\eta_{\text{ОП}} = 0,9$ .

Максимальная высота сооружения на ПС, (м),  $h_c = 11,35$ .

Эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды,

$$R_{\text{ЭКВ}} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30}, \quad (148)$$

$$R_{\text{ЭКВ}} = 5 \cdot 11,35 - \frac{2 \cdot 11,35^2}{30} = 48,17.$$

Длина территории ПС, (м),  $a_T = 137$ .

Ширина территории ПС, (м),  $b_T = 82$ .

Число грозových часов в году для данной климатической зоны,

$$N_{\text{ГРОЗ.Ч}} = 20.$$

Плотность разрядов молнии на  $1\text{км}^2$  поверхности:

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{\text{ГРОЗ.Ч}}, \quad (149)$$

$$p_0 = 0,05 \cdot 20 = 1.$$

Тогда число случаев перекрытия изоляции:

$$N_{\text{ПУ}} = p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{\text{ЭКВ}}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{\text{ЭКВ}}) \times \\ \times (\eta_{\text{ПР}} \cdot p_{\alpha} \cdot p_{\text{ПР}} + \eta_{\text{ОП}} \cdot p_{\text{ОП}}) \cdot 10^{-6}, \quad (150)$$

$$N_{\text{ПУ}} = 1 \cdot (146 + 2 \cdot 48,17) \cdot (124 + 2 \cdot 48,17) \times \\ \times (0,9 \cdot 0,005 \cdot 0,9 + 0,9 \cdot 0,002) \cdot 10^{-6} = 0,0002.$$

Определим среднюю повторяемость в годах опасных перенапряжений на ПС из-за грозových разрядов в ОРУ (в годах) [11]:

$$T_{\text{ПУ}} = \frac{1}{N_{\text{ПУ}}}, \quad (151)$$

$$T_{\text{ПУ}} = \frac{1}{0,00024} = 4143,18.$$

Система молниезащиты ПС должна обеспечить в зависимости от класса ее номинального напряжения  $T_{\text{ПУ}}$  не ниже 700 для 110 кВ.

Определим число опасных грозových перенапряжений от набегающих волн на ПС в целом, т.е. перенапряжений, превышающих допустимые значения за год.

Допустимое сопротивление внутренней изоляции СТ, реактора, линии, выключателя  $U_{\text{доп}} = 242$  кВ [2].

Волновое сопротивление коронирующей линии,  $Z_{\text{ПР.КОР}} = 164,166$ .

Величина критического тока набегающей волны на РУ при ударе молнии в провод для внутренней изоляции электроустановки:

$$I_{\text{ПР.ЭУ}} = \frac{2 \cdot U_{\text{доп}}}{Z_{\text{ПР.КОР}}}, \quad (152)$$

$$I_{\text{ПР.ЭУ}} = \frac{2 \cdot 242}{164,166} = 2,948.$$

Доля опасных для изоляции ПС импульсов при прорыве молнии на провода, возникших в пределах опасной зоны:

$$\bar{\sigma}_{\text{ПР}} = e^{-0,04 \cdot I_{\text{ПР.ЭУ}}}, \quad (153)$$

$$\bar{\sigma}_{\text{ПР}} = 0,889.$$

Импульсное сопротивление заземлителя,  $R_{\text{И}} = 0,501$  Ом.

Для одного троса,  $\delta = 0,3$  [2].

Высота опоры, (м),  $h_{\text{оп}} = 34,7$  м.

Величина критического тока для внутренней изоляции ПС при обратных перекрытиях линейной изоляции:

$$I_{\text{оп.эу}} = \frac{U_{\text{доп}}}{R_{\text{и}} + \delta \cdot h_{\text{оп}}}, \quad (154)$$

$$I_{\text{оп.эу}} = \frac{242}{0,501 + 0,3 \cdot 34,7} = 22,179.$$

Доля опасных для изоляции ПС импульсов при обратных перекрытиях изоляции, возникших в пределах опасной зоны:

$$\vartheta_{\text{оп}} = e^{-0,04 \cdot I_{\text{оп.эу}}}, \quad (155)$$

$$\vartheta_{\text{оп}} = 0,425.$$

Число ударов в опору,  $N_{\text{оп}} = 12$ .

Общее число ударов молнии на 100 км длины линии,  $N = 36$ .

Доля грозových ударов в опору:

$$\delta_{\text{оп}} = \frac{N_{\text{оп}}}{N}, \quad (156)$$

$$\delta_{\text{оп}} = \frac{12}{36} = 0,333.$$

Коэффициент взаимного перекрытия линии в городской среде,  $k_{\text{э}} = 0,6$  [2].

Число отходящих линий,  $n_{\text{вл}} = 5$ .

Длина опасной зоны,  $l_{\text{опасн.зоны}} = 1$ .

Тогда число грозových перенапряжений:

$$N_{\text{НВ}} = N \cdot N_{\text{ГРОЗ.Ч}} \cdot l_{\text{ОПАСН.ЗОНЫ}} \cdot n_{\text{ВЛ}} \cdot (1 - k_{\text{Э}}) \times \\ \times (p_{\alpha} \cdot \bar{U}_{\text{ПР}} + \delta_{\text{ОП}} \cdot \bar{U}_{\text{ПР}}) \cdot 10^{-4}, \quad (157)$$

$$N_{\text{НВ}} = 36 \cdot 20 \cdot 1 \cdot 5 \cdot (1 - 0,6) \times \\ \times (0,005 \cdot 0,889 + 0,333 \cdot 0,425) \cdot 10^{-4} = 0,0208.$$

Определим среднюю повторяемость опасных перенапряжений на ПС (в годах):

$$T_{\text{НВ}} = \frac{1}{N_{\text{НВ}}}, \quad (158)$$

$$T_{\text{НВ}} = \frac{1}{0,0208} = 47,893.$$

## 7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 7.1 Безопасность

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются условия и мероприятия по обеспечению безопасности персонала, работающего на объекте, от вредных и опасных производственных факторов, характерных для работы на электроустановках. Так же производится расчет маслосборника и маслоприемника, расчет шума для планируемых к установке трансформаторов, рассматривается возможная чрезвычайная ситуация.

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

Фактическое состояние условий труда определяется во время проведения аттестации рабочих мест. Согласно Постановлению Минтруда и социального развития РФ № 12 от 14.03.97 г. «О проведении аттестации рабочих мест по условиям труда», 1 раз в 5 лет проводится оценка условий труда по показателям вредности и опасности факторов производственной среды, тяжести и напряженности трудового процесса. Аттестация рабочих мест предусматривает:

- а) исследование напряженности на рабочем месте, а также санитарно-гигиенических факторов производственной среды;
- б) комплексную оценку факторов производственной среды и характера труда на соответствие их стандартам, санитарных норм и правил;
- в) проверку правильности применения списков производств, работ,

профессий, должностей и показателей, которые дают право на льготное пенсионное обеспечение;

г) разрешение споров, возникающих между юридическими лицами и работниками касательно условий работы, а также полагаемых работнику льгот и компенсаций;

д) разработку комплекса мероприятий, направленных на оптимизацию уровня здоровья работников и т.д.

Освещенность рабочего места сотрудника на производстве должна соответствовать требованиям СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение» [21].

Все производственные объекты на которых предусмотрено постоянное пребывание персонала, необходимо комплектовать медицинским аптечками для случаев оказания первой доврачебной помощи [22].

Для обеспечения необходимого уровня защиты работников от вредных и опасных производственных факторов, необходимо предусматривать обеспечение специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты, на основании Постановления № 41 Министерства труда и социального развития РФ от 26.05.2000 г.

Все средства коллективной и индивидуальной защиты работников должны соответствовать ГОСТ 12.4.011.89 и храниться на рабочем месте.

Целью всех мероприятий по охране труда работников, является повышение уменьшение производственного травматизма, профессиональной заболеваемости, аварийности и других инцидентов, предотвращение которых, обеспечивается за счет [22]:

а) оперативного выявления и устранения опасных и вредных производственных факторов на рабочих местах;

б) увеличения эффективности организации работ по охране труда;



в) проведение необходимых проверок, и в соответствии с их результатами, принятие необходимых мер, которые будут способствовать выявленным недостаткам в области охраны труда.

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

- а) протекание электрического тока через организм человека;
- б) воздействие электрической дуги;
- в) воздействие биологически активного электрического поля;
- г) воздействие биологически активного магнитного поля;
- д) воздействие электростатического поля;
- е) воздействие электромагнитного излучения (ЭМИ).

Опасные и вредные последствия для человека от воздействия электрического тока, электрической дуги, электрического и магнитного полей, электростатического поля и ЭМИ проявляются в виде электротравм, механических повреждений и профессиональных заболеваний. Степень воздействия зависит от нескольких факторов, в том числе: рода и величины напряжения и тока, частоты электрического тока, пути тока через тело человека, продолжительности воздействия электрического тока или электрического и магнитного полей на организм человека, условий внешней среды [18].

Электротравмы – это локальные поражения мягких тканей и органов, вызванное в результате воздействия электрического тока на организм человека. К внешним последствиям электротравм относятся: ожоги, электрические знаки, металлизация кожи. К внутренним последствиям электротравм относятся: фибриляция сердца, резкие сокращения мышц, электролиз крови, электроофтальмия.

Электротравмы разделяются на четыре стадии, в зависимости от степени воздействия на организм человека [18]:

- а) слабовыраженные, сокращения мышц судорожного характера;
- б) сокращение мышц судорожного характера потеря сознания;

в) потеря сознания, нарушение работы сердечной мышцы, нарушение работы легких;

г) клиническая смерть.

К электротравмам также относятся и повреждения механического характера, которые явились последствием действия вредных факторов связанных с электроэнергетикой (травмы от электроинструмента, падения с высоких конструкций). Помимо прочего электрический ток может затруднять освобождения человека от контакта с токоведущими частями, из-за непроизвольных сокращений мышц (судорог).

Кроме того, к опасным и вредным производственным факторам на энергообъектах, относятся следующие пункты [18]:

а) в зоне растекания электрического тока при замыканиях на землю, наличие напряжения шага;

б) Освещенность рабочей зоны, при работе в темное время суток, не соответствующая нормам и стандартам;

в) слишком высокая или слишком низкая температура в зоне производства работ;

г) загрязнение продуктами горения во время пожара.

Для ограничения воздействия на персонал вредных и опасных производственных факторов, применяются соответствующие средства защиты. Они могут включать в себя индивидуальные и коллективные средства защиты, спецодежду, специнструмент. Выполнение опасных работ должно проводиться с соблюдением соответствующих организационных и технических мероприятий [22].

## **7.2 Экологичность**

### **7.2.1 Расчет шума создаваемого трансформаторами**

Шум создаваемый силовыми трансформаторами, зависит от их типовой мощности и класса напряжения, а также от вида применяемой системы охлаждения [19]:

а) с естественной циркуляцией воздуха и масла (система охлаждения

вида М);

б) с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д);

в) с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ и НДЦ);

г) с принудительной циркуляцией воды и масла (системы охлаждения видов Ц, НЦ, МЦ и НМЦ).

Шум издаваемый силовыми трансформаторами имеет совокупный характер и вызван работой систем охлаждения (аэродинамический шум), работой электромагнитной системы (электромагнитный шум). В трансформаторах небольшого размера, принудительное охлаждение не предусматривается, в них обеспечение нормальной температуры работы достигается за счет конвекции воздуха, в связи с этим у них отсутствует аэродинамический шум [19].

Возникновение электромагнитного шума является следствием следующих причин:

а) магнитострикционного эффекта;

б) сил, действующих на витки обмотки трансформатора;

в) сил Максвелла, возникающих в сердечнике трансформатора, в стыках и шиповых соединениях.

Необходимость расчета шума, издаваемого трансформаторами, возникает в следующих случаях:

а) проектирование новой подстанции;

б) реконструкция уже действующей подстанции.

При проектировании новой подстанции необходимо определить ее расположение относительно прилегающей к ПС территории.

В проекте реконструкции действующей подстанции, при увеличении мощности силовых трансформаторов, существует необходимость определения уровня звука издаваемого трансформаторами в самой близкой точке на границе территории действующей подстанции. Кроме того, необходимо сделать

соответствующий вывод о соответствии санитарно-гигиеническим нормам. В случае недопустимого превышения уровня шума, необходимо разработать план и осуществить соответствующие мероприятия по снижению уровня шума.

В соответствии с таблицей 3 колонка № 13 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки» необходимо определить уровень шума допустимый для соответствующей территории. Помимо прочего, стоит учесть, что допустимый уровень шума для некоторых территорий установлен учитывая время суток. При расчете принимаются требования для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов [19].

Определяются характеристики источника шума, в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В приведенном стандарте сведены скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы В, Г, охлаждения. Корректированные уровни звуковой мощности принимаются в качестве нормируемой величины шумовой характеристики.

Для трансформаторов со значениями типовой мощности, которые отличаются от ряда мощностей, скорректированный уровень звуковой мощности определяют по ближайшей большей мощности.

Допустимый уровень шума для территории непосредственно прилегающие к жилым домам: 45 дБА.

Для трансформаторов с системой охлаждения вида ДЦ уровень звуковой мощности составляет:

$$L_{PA} = 91 \text{ дБА.}$$

Минимальное расстояние от источника шума до границы жилой застройки определяется далее.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен  $L_{PA}$ , то в любой точке полусферы радиусом  $R$

уровень шума создаваемый данным источником будет равным  $L_A$  (см. рисунок 10).

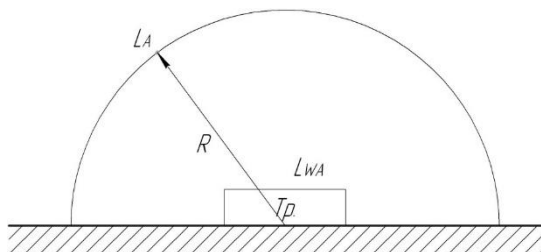


Рисунок 10 – Излучение шума трансформатором

Тогда, в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 имеет место следующее выражение:

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (159)$$

где  $S$  - площадь поверхности полусферы,  $m^2$ ;

$$S_0 = 1 m^2.$$

Соответственно, при оценке шумового загрязнения от трансформатора, звук на расстоянии  $R$  от трансформатора ( $R > 30$  м), возможно рассчитать в соответствии с формулой:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (160)$$

$$S = \pi R^2. \quad (161)$$

При расположении на территории подстанции двух трансформаторов, и расположения ПС в соответствии с рисунком 7, расстояния  $R_1$  и  $R_2$  неизвестны, а  $l$  - известно (из проекта).

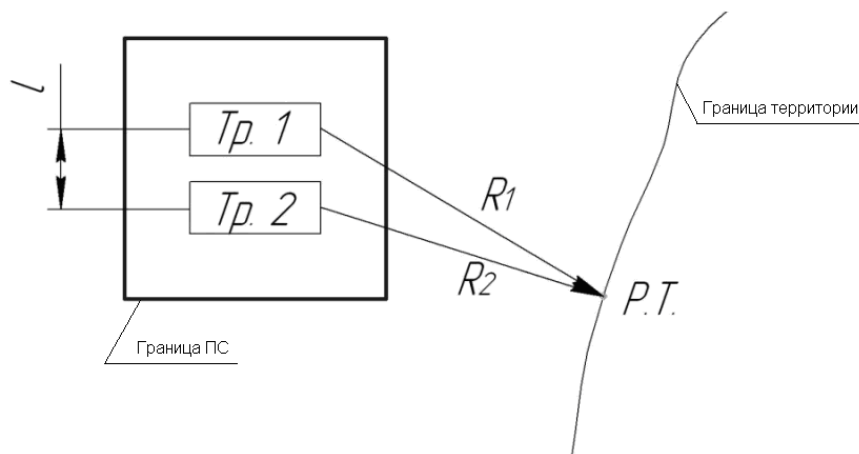


Рисунок 11 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Для определения минимального расстояния от источников шума, расположенных на ПС 110 кВ «Уссурийск-1», до границы жилой застройки, следует принять необходимые допущения по формуле:

1) учитывая, что расстояние  $l$  невелико, то  $R_1 \gg l, R_2 \gg l$  соответственно этим расстоянием можно пренебречь и далее вести расчет для одного эквивалентного источника. Учитывая это скорректированный уровень звуковой мощности такого источника можно вычислить по формуле [19]:

$$L_{\text{РА}\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{\text{РА}i}}, \quad (162)$$

где  $N$  - количество источников;

$L_{\text{РА}i}$  - скорректированный уровень звуковой мощности  $i$ -го источника шума, дБА;

Тогда уровень звуковой мощности такого эквивалентного источника можно вычислить по формуле:

$$L_{\text{РА}\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 91} = 94,01, \text{ дБА}. \quad (163)$$

2) на границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука:

$$L_A(R) = \Delta Y_{L_A} \cdot \quad (164)$$

Тогда,

$$R = R_{\min} \cdot \quad (155)$$

Исходя из принятых допущений можно переписать в следующем виде:

$$\Delta Y_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0} \cdot \quad (156)$$

Для дальнейшего расчета, это уравнение необходимо разрешить относительно  $R_{\min}$ , таким образом вычислив минимальное расстояние от источника до границы территории подстанции:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - \Delta Y_{L_A})}}{2\pi}}, \quad (157)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(91-45)}}{2\pi}} = 79,62 \text{ м.}$$

Любое значение соответствующее условию:

$$R \geq R_{\min} \cdot \quad (158)$$

Сможет обеспечить соблюдение необходимых санитарных норм по шуму на территории прилегающей к подстанции. Здесь реализуется, так называемый, принцип «защиты расстоянием», санитарно - защитная зона по шуму имеет следующее соотношение:

$$R_{\min} = L_{CЗЗ} \cdot \quad (159)$$

### 7.2.2 Расчет маслоприемника

На реконструируемой подстанции «Уссурийск-1», планируется установка маслонаполненных трансформаторов, ТДТН 40000 110/35/6 кВ. В соответствии с этим, на подстанции должно быть предусмотрено централизованное масляное

хозяйство. Одними из его составляющих являются маслосборники и маслоприемники служащие для предотвращения воздействия вредного производственного фактора – трансформаторного масла на окружающую среду и персонал подстанции, в случае аварии связанной с его утечкой.

Кроме того, масляное хозяйство предусматривает: насосы, оборудование для очистки, осушки и регенерации масел, а также ёмкости для хранения транспортировки масла.

На территории ОРУ подстанций следует предусматривать устройства по сбору и удалению масла (в том случае, если имеется маслonaполненное оборудование) с целью исключения вероятности протечек его при авариях по территории и попадании масла в водоемы [18].

При массе масла или негорючего экологически безопасного диэлектрика в одном баке массой более 600 кг предусматривается маслоприемник. Рассчитанный на полный объем масла, или на удержание 20 % масла с отводом в маслосборник.

Для предотвращения возможного растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторах (реакторах) с количеством масла более 1 т в единице, предусматриваются маслоприемники, маслоотводы, и маслосборники с соблюдением следующих требований [18]:

а) габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6м при массе масла до 2 т, на 1 м при массе от 2 до 10 т, на 1,5 м при массе от 10 до 50 т, на 2 м при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше со стороны перегородки на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора (реактора) на расстоянии менее 2 м.

б) устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;



Габариты маслоприёмника определяем по рисунку 13, следовательно, для выбранного трансформатора ТДТН 40000/110, габаритные размеры которого приведены на рисунке 12.

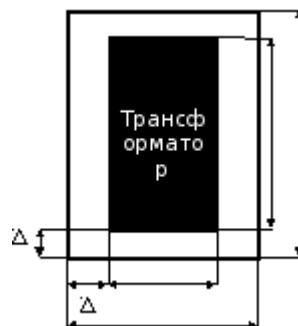


Рисунок 12 – Схема для расчета маслоприемника: А - длина маслоприемника; В - ширина маслоприемника; Δ – это величина, на которую габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора, зависит от массы трансформаторного масла

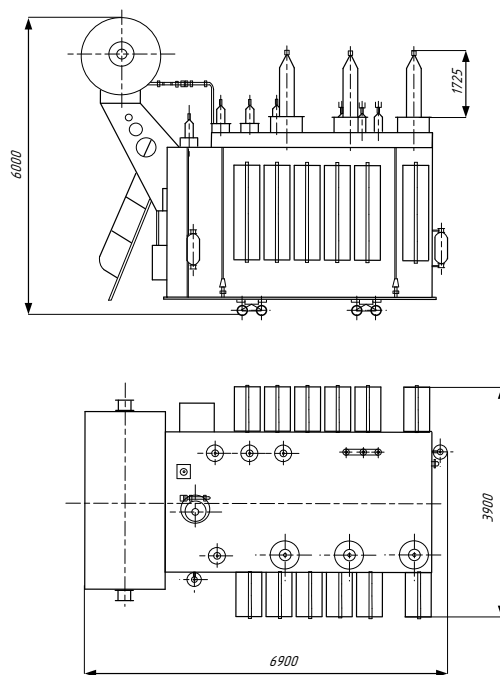


Рисунок 13 – Габаритные размеры планируемого к установке трансформатора ТДТН 40000 110/35/6 кВ

$$A=(ДЛ.Т+2\cdot\Delta), \tag{160}$$

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

$$B = (\text{Ш.Т} + 2 \cdot \Delta), \quad (161)$$

$$B = (3900 + 2 \cdot 1,5) = 6900 \text{ мм.}$$

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

Объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор (реактор). Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м<sup>2</sup> в течение 30 мин [22].

Маслоприемники для трансформаторов с массой масла более 20 тонн, выполняются с отводом масла в маслосборник. Масса масла для трансформатора ТДТН 40000/110, 22000 кг, что превышает максимально допустимое значение для маслоприемника без отвода масла. Соответственно дальнейший расчет производится для маслосборника и маслоприемника с отводом масла.

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными (дно на уровне окружающей планировки). При выполнении заглубленного телеприемника устройство бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается объем маслоприемника, указанный выше. Маслоприемники с отводом масла могут выполняться: с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м; без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м. Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслонаполненного оборудования. Высота бортовых ограждений

должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки. Дно маслоприемника (заглубленного и незаглубленного) должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приемки и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м. Верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже верхнего края борта (при устройстве маслоприемников с бортовыми ограждениями) или уровня окружающей планировки (при устройстве маслоприемников без бортовых ограждений). Допускается не производить засыпку дна маслоприемников по всей площади гравием. При этом на системах отвода масла от трансформаторов (реакторов) следует предусматривать установку огнепреградителей.

Объем масла в трансформаторе ТДТН 40000/110, рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{тр}} = \frac{m}{893}, \quad (162)$$

где  $m$  – масса масла в трансформаторе, тонн;

893 кг/м<sup>3</sup>. – плотность трансформаторного масла.

$$V_{\text{тр}} = \frac{22000}{893} = 24,64 \text{ м}^3$$

Объем маслоприемника рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{м.пр}} = A \cdot B \cdot h, \quad (163)$$

где  $A$  - длина маслоприемника, м;

$B$  - ширина маслоприемника, м;

$h$  – высота маслоприемника, м.

$$V_{\text{м.пр}} = 9,9 \cdot 6,9 \cdot 0,361 = 24,656 \text{ м}^3$$

### 7.2.3 Расчет маслосборника

При установке маслonaполненного электрооборудования на железобетонном перекрытии здания (сооружения) устройство маслоотвода является обязательным. Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическими стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50 % масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч. Маслоотводы могут выполняться в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков.

Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, ограждений маслоприемника и маслосборника должны быть защищены маслостойким покрытием [18].

Объем маслосборника рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{м.сб}} = V_{\text{тр}} + V_{\text{в}}, \quad (164)$$

где  $V_{\text{тр}}$  – объем масла в трансформаторе.

$V_{\text{в}}$  – объем воды от средств пожаротушения.

Объем воды от средств пожаротушения рассчитывается как:

$$V_{\text{в}} = (S_{\text{тр}} + S_{\text{м.пр}}) \cdot k \cdot e \cdot 80 \% , \quad (165)$$

где  $S_{\text{тр}}$  - площадь боковых поверхностей трансформатора,  $\text{м}^2$ ;

$S_{\text{м.пр}}$  - площадь маслоприемника,  $\text{м}^2$ ;

$k$  – коэффициент интенсивности пожаротушения – 0,2 л/сек·м<sup>2</sup>;  
 $e$  - расчетное время для запаса объема маслоприемника, сек;  
80% - объем воды от средств пожаротушения с учетом 30-минутного запаса.

Площадь боковых поверхностей трансформатора:

$$S_{\text{тр}}=(2 \cdot \text{ДЛ} \cdot \text{В})+(2 \cdot \text{Ш} \cdot \text{В}), \quad (166)$$

где ДЛ – длина трансформатора;

Ш – ширина трансформатора;

В – высота трансформатора.

$$S_{\text{тр}} = (2 \cdot 6900 \cdot 6000) + (2 \cdot 3900 \cdot 6000) = 129,6 \text{ м}^2.$$

Площадь маслоприемника:

$$S_{\text{м.пр}}=\text{ДЛ} \cdot \text{Ш}, \quad (167)$$

$$S_{\text{м.пр}} = 9,9 \cdot 6,9 = 68,31.$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{\text{в}} = (129,6 + 68,31) \cdot 0,2 \cdot 1800 \cdot 80\% = 57 \text{ м}^3.$$

Объем маслосборника:

$$V_{\text{м.сб}} = 24,64 + 57 = 81,64 \text{ м}^3.$$

Т.к. на подстанции «Уссурийск – 1» установлены два трансформатора, то объем маслосборника необходимо увеличить в два раза в соответствии с этим.

Объем маслосборника для двух трансформаторов:

$$V_{\text{м.сб}} = 81,64 \cdot 2 = 163,27 \text{ м}^3. \quad (168)$$

### 7.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация – это обстановка, сложившаяся на определенной территории или акватории в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия которые могут повлечь или

повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Пожар, в частности относится к чрезвычайным ситуациям. На любом энергообъекте необходимо должное обеспечение пожарной безопасности, на протяжении всего жизненного цикла объекта.

Системы предотвращения пожара, являются основными системами противопожарной защиты и пожарной безопасности, включающие в себя и организационно-технические мероприятия.

Системы предотвращений пожаров составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности пожара [23].

Предотвращение пожара достигается:

- а) устранением образования горючей среды;
- б) устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания;
- в) поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой;
- г) поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Защита от пожаров обеспечивается следующими мероприятиями [23]:

- а) широкое применение негорючих;
- б) уменьшение количества горючих веществ на объекте;
- в) локализация источника пожара;
- г) доступность применения средств пожаротушения;
- д) повышение пожаростойкости конструкций;
- е) применение систем вентиляции и противодымной защиты;
- ж) применение пожарной сигнализации;
- з) организация пожарной охраны.

Тушение электроустановок, находящихся под напряжением до 1000 В и

свыше 1000 В, отличается от противопожарных мер, предпринимаемых для других объектов. Связано это с потенциальной опасностью, необходимостью в использовании специальных тушащих средств, обеспечении безопасности при работе с легковоспламеняющимися материалами, источниками возгорания. Опасность при тушении создают перегрузки в сети, источники коротких замыканий, искрения, появления дуги [23].

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться "Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций подстанций".

Работу пожарных подразделений на объекте возгорания, следует производить с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и читывая возможные возгорания находящегося в непосредственной близости оборудования.

Запрещено проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения, где могут находиться токоведущие части под напряжением. Кроме того, в случае пожара, необходимо не допустить к месту пожара посторонних лиц, путем усиления охраны территории.

Необходимо обеспечить свободный доступ к первичным средствам пожаротушения которые должны находиться на видных местах, а так же должны быть хорошо заметны и окрашены в красный цвет.

Если поблизости от источника возгорания находятся трансформаторы или иные электроустановки, то их необходимо защищать от воздействия пожара. Методика тушения маслонеполненного оборудования состоит в отключении аппарата со всех сторон, и тушении всеми имеющимися средствами, с соблюдением техники безопасности.

При тушении щитов управления, релейных панелей, которые являются наиболее ответственными частями электроустановки, по возможности, необходимо сохранить аппаратуру которая на них установлена [23].

В случае возгорания проводки, кабелей, и аппаратуры. Первоочередно необходимо снять с них напряжение. Тушение производится по возможности

не допуская распространения огня на соседние объекты. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные-бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду.

Если имеется необходимость тушения пожара без снятия напряжения, то запрещается прикасаться к поврежденному оборудованию [23].



## 8 РАСЧЁТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА

В данном разделе работы рассмотрены необходимые капиталовложения в проект, а также проведен расчет эксплуатационных затрат, стоимости потребляемой электроэнергии. Кроме того, произведен расчет эффективности инвестиций в проект.

### 8.1 Расчёт капитальных затрат на электрооборудование

Под капитальными вложениями понимаются соответствующие инвестиции в основной капитал. Это подразумевает, в том числе, затраты на реконструкцию, строительство, приобретение необходимого оборудования и иные затраты.

По формам воспроизводства основных фондов, капитальные вложения бывают [25]:

- а) направленные на основное строительство;
- б) направленные на реконструкцию и переоснащение действующих предприятий;
- в) направленные на расширение и увеличение действующих на данный момент предприятий;
- г) на усовершенствование и аппаратуры и оборудования.

В плане капитального строительства можно выделить следующие основные разделы:

- а) задание, заключающееся во вводе в работу мощностей производства и главных фондов;
- б) структура и объем капитальных вложений;
- в) план, характеризующий проектно – изыскательные работы;
- г) программа, регламентирующая строительно – монтажные работы;

Собственные средства предприятия являются главным источником финансирующим капитальные вложения.

В таблице А1, приложения А, приводится первичная стоимость

электрооборудования при реконструкции подстанции «Уссурийск-1» 110/35/6. В таблице А2, приложения А, представлен расчет первоначальной балансовой стоимости.

## 8.2 Расчёт эксплуатационных затрат

Амортизацией называется перенесение стоимости основных фондов на продукцию в соответствии с разработанным планом. Амортизационными отчислениями называются совокупные отчисления средств, которые включены в себестоимость изделия [25].

Амортизационные отчисления для электрооборудования, определяются в процентах от первоначальной балансовой стоимости ( $A_{\text{год}}$ ), в соответствии со следующей формулой:

$$A_{\text{год}} = \frac{\Phi_{\text{пер}} \cdot N_a}{100}, \quad (169)$$

где  $N_a$  – норма амортизационных отчислений в процентах, определяемая для всех видов оборудования.

Расчет амортизационных отчислений представлен в виде таблицы А3 приложения А.

## 8.3 Расчёт стоимости потребляемой электроэнергии

Определение затрат на потребляемую электроэнергию, осуществляется в соответствии с одноставочным тарифом за год, ( $C_{\text{п.э.год}}$ ) [25]:

$$C_{\text{п.э.год}} = v \cdot W_{\text{год}} \text{ руб/год}, \quad (170)$$

где  $v$  – тарифная ставка за 1 кВт·ч, в данном проекте = 3,8 руб./кВт·ч;

$W_{\text{год}}$  – потери электроэнергии, кВт·ч.

Соответственно, приблизительное потребление электроэнергии на подстанции за год:

$$W_{\text{год}} = 350\,290\,000 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Расходы связанные с потреблением электроэнергии будут составлять:

$$C_{\text{п.э.год}} = 3,8 \cdot 350\,290\,000 = 1\,331\,102\,000 \text{ руб.}$$

В соответствии с приведенными расчетными данными, экономия при реконструкции рассматриваемой подстанции составит от 12 до 20 %. С учетом практического опыта, экономия может составлять около 12 %. Тогда, экономия за год составит 15973224 рублей.

#### 8.4 Расчёт эффективности инвестиций

Существует система показателей, характеризующих эффективность инвестиционных проектов. В нее входят [25]:

- а) чистый дисконтированный доход (ЧДД) или интегральный доход;
- б) индекс доходности (ИД);
- в) внутренняя норма доходности (ВДН);
- г) срок окупаемости ( $T_{\text{ок}}$ ).

$$\text{ЧДД} = \sum_{i=0}^T (R_i - Z_i^*) \cdot \frac{1}{(1 + E)^i} - K, \quad (171)$$

где  $R_i$  – результаты, достигаемые на  $i$ –том этапе расчета;

$Z_i$  – затраты, осуществляемые на том же этапе;

$E$  – норма дисконта;

$i$  – номер этапа расчета ( $i = 0, 1, 2 \dots T$ );

$K$  – дисконтированные капиталовложения.

Для проведения разновременных затрат, результатов и эффектов используется норма дисконта ( $E$ ), равная приемлемой для инвестора норме дохода на капитал.

Для осуществления дальнейшего расчета дисконтированного дохода, необходимо вычислить показатель нормы дисконта [25]:

$$E = \left( \frac{1+r}{1+f} - 1 \right) + \frac{p}{100}, \quad (172)$$

где  $r$  – ставка рефинансирования, объявленная ЦБ РФ для данного периода, 6,25%;

$f$  – темп инфляции, объявленный Правительством РФ для данного периода, 3,1%;

$p$  – величина, характеризующая поправку на предпринимательский риск. Зависит от целей проекта и в данном случае может быть принята 5 %;

$$E = \left( \frac{1+0,062}{1+0,031} - 1 \right) + \frac{5}{100} = 0,0805.$$

Согласно расчету, величина  $E$  составляет 8%.

По приведенной ниже формуле вычисляется коэффициент дисконтирования для постоянной нормы дисконта:

$$\alpha_i = \frac{1}{(1+E)^i},$$

где  $i$  – номер этапа расчёта ( $i = 0, 1, 2 \dots n$ ).

ЧДД – представляет собой разность между текущей дисконтированной ставкой и величиной капитальных вложений [25].

В практических расчетах обычно используется формула, согласно которой, из состава затрат исключаются капитальные вложения, и соответствующая величина в формуле обозначается как  $K$ :

$$K = \sum_{i=0}^T K_i \frac{1}{(1+E)^i}, \quad (173)$$

где  $K_i$  – капитальные вложения на  $t$ -том этапе;

$K$  – сумма дисконтированных капиталовложений.

С учетом этого, формула для расчета ЧДД будет выглядеть следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{i=0}^T (R_i - Z_i^*) \cdot \frac{1}{(1+T)^i} - K, \quad (174)$$

где  $Z_i^*$  – затраты на  $i$ -том этапе учета капиталовложений.

ИД индекс доходности. Вычисляется как отношение суммы приведённых эффектов к величине капиталовложений [25]:

$$\text{ИД} = \frac{1}{K} \sum_{i=0}^T (R_i - Z_i^*) \frac{1}{(1+E)^i}, \quad (175)$$

Соответственно: при  $\text{ЧДД} > 0$ , а  $\text{ИД} > 1$ , условие эффективности проекта выполняется.

Внутренняя норма доходности (ВНД) представляет собой ту норму дисконта ( $E_{\text{ВН}}$ ), при которой величина приведённых эффектов соответствует приведённым капиталовложениям. ВНД вычисляется по следующей формуле:

$$\text{ВНД} \rightarrow \sum_{i=0}^T \frac{(R_i - Z_i^*)}{(1 + E_{\text{ВН}})^i} = \sum_{i=0}^T \frac{K_i}{(1 + E_{\text{ВН}})^i}, \quad (176)$$

Согласно этому, при ставке дисконта  $E_{\text{ВН}}$ , чистый дисконтированный доход будет равен нулю. Тогда:

$$\text{ЧДД} = \sum_{i=0}^T \frac{(R_i - Z_i^*)}{(1 + E_{\text{ВН}})^i} - \sum_{i=0}^T \frac{K_i}{(1 + E_{\text{ВН}})^i}, \quad (177)$$

При условии, что ВНД равна или больше нормы, требуемой инвестором, то инвестиции в данный проект оправданы.

Время, за которое, доход от производства покрывает расходы на, (в данном случае), реконструкцию, называется сроком окупаемости. Срок окупаемости может быть выражен в месяцах или годах [25].

Результаты и затраты, связанные с осуществлением проекта, можно вычислить с дисконтированием или без него. Соответственно получается два различных срока окупаемости. Срок окупаемости рекомендуется определять с использованием дисконтирования.

$$CO = \frac{K}{\mathcal{E}_{\text{год}}}, \quad (178)$$

где  $\mathcal{E}_{\text{год}}$  – экономия при реализации проектов, учитываемая за год.

Согласно расчетам, уже со 2-го года проекта, ИД > 1, соответственно, срок окупаемости проекта с учетом дисконтирования равен двум годам.

Средства затраченные на реализацию проекта: 48809593 рублей.

За время существования проекта частный дисконтированный доход составит 53892893 рублей. Такой показатель является обычным в энергетике. Индекс доходности проекта 2,55. Срок окупаемости представленного проекта составляет 2 года.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с заданием на выпускную квалификационную работу была произведена реконструкция подстанции «Уссурийск-1» Приморского края.

В данной работе был выполнен расчёт нагрузок необходимых для выбора оборудования подстанции. Для приема, преобразования и распределения электроэнергии предусмотрены новые трансформаторы повышенной мощности, с учетом перспективных нагрузок. Использовано новое, более совершенное электрооборудование, превосходящее оборудование прошлого поколения. В качестве коммутационных аппаратов установлены элегазовые выключатели типа 145PM40 и 38PM40 на высокой и средней сторонах соответственно. В качестве КРУ 6 кВ, принято КРУ серии К-ХХУ1М. В качестве защиты трансформаторов и шин подстанции используются микропроцессорные устройства RED 670 и RET 521, от фирмы АВВ, многократно повышающие надежность защиты оборудования. Питание электроизмерительных приборов, защит, и сигнализаций, осуществлена при посредством установки трансформаторов напряжения НАМИ – 6.

Обслуживание подстанции осуществляется при помощи дежурства на ней оперативного персонала.

Устройство заземления, рассчитано, и соответствует необходимым требованиям, обеспечивая сопротивление не превышающие 0,5 Ом в любое время года.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД-34-20.185-94(с изменениями 1999г.).
- 2 Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 8-е изд., испр. и доп. - М.: Издательство МЭИ, 2002. - 964 с.
- 3 Макаров, Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ. Т.2. / Е.Ф. Макаров. – М.: 2003. - 398 с.
- 4 Блок, В.М. Посѣбие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов: учеб. пособие / В.М. Блок, Г.К. Обушев и др.; под ред. В.М. Блок. - 2-е изд. - М.: «высшая школа», 1990. - 383 с.
- 5 РД 153- 34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». - М.: Издательство «ЭНАС», 2001. - 154 с.
- 6 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожков, В.С. 7 Козулин. - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 648 с.
- 7 Мясоедов, Ю.В. Электрическая часть станций и подстанций / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. – Благовещенск, 2007. - 192 с.
- 8 Правила устройства электроустановок. - СПб.: Издательство ДЕАН, 2001.-928 с.
- 9 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
- 10 Козловский, Н.Н. Номенклатурный каталог, завод электротехнического оборудования, 2006 - 205 с.
- 11 Руководство по защите электрических сетей 6 - 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. - 2-е изд. - С.-Пб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. -



353 с.

12 Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. М.: Высш. шк., 4-е изд. перераб. и доп. 2006 – 639 с.

13 Беркович М.А. Справочник по релейной защите (Разделы 1-12). М., 1963 – 512 с.

14 Овчаренко Н.И. Цифровые аппаратные и программные элементы микропроцессорной релейной защиты и автоматики энергосистем. НТФ «Энергопресс», Энергетик». 2006 – 120 с.

15 АВВ. Интеллектуальное электронное устройство защиты трансформатора RET670. Руководство по применению. ООО АББ Автоматизация, Чебоксары, 2005 – 2006 – 81 с.

16 Тангов В.М. Методика расчета ДЗШ RED521. Электронное издание. Версия 5. 05.02. 13.

17 Карякин, Р.Н. Заземляющие устройства промышленных электроустановок / Р.Н. Карякин, В.И. Солнцев. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 263 с.

18 ГОСТ 12.0.003-74\* ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы».

19 СН 2.2.4/2.1.8.562 - 96. Шум на рабочих местах в помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки, 289 с.

20 ГОСТ 12.1.019-79\* ССБТ «Электробезопасность» 254 с.

21 СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» 198 с.

22 Руководящий документ «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок». ПОТР М - 016-2001, РД-153-34.0-03.150-00. - М.: «Издательство НЦ ЭНАС», -2001.

23 Пожарная безопасность электроустановок. - Справочник/ Под ред. В.И. Кузнецова - М.: Спецтехника, 2000. – 259 с.

24 СиПР ПК 2018-2022. Общество с ограниченной ответственностью «Джи Динамика». Санкт-Петербург. Книга первая. 2017 – 153 с.

25 Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования (утв. Госстроем России, Минэкономики РФ, Минфином РФ, Госкомпромом России 31 марта 1994 г. № 7-12/47), раздел 5. 378 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А1 - первичная стоимость электрооборудования

Тип электрооборудования	Количество единиц, шт.	Цена единицы, руб.	Общая стоимость, руб.
Трансформатор ТДТН 40000/110	1	8 000000	8 000 000
Разъединитель РНДЗ.1-110/1000	42	188000	7896000
Разъединитель РДЗ.1-35/1000	22	98700	2171400
Трансформатор напряжения НАМИ - 110.	2	127000	254000
НАМИ – 35.	2	82200	164400
НАМИ – 6.	2	43490	86980
Трансформатор тока ТГ-145	8	170 000	1360000
ТГ-72.5	14	91550	1281700
ТЛК-СТ-6	17	33512	569704
Выключатель элегазовый 145PM40	8	997100	7976800
38PM40,5	7	576500	4035500
6VF	17	212400	3610800
Ограничитель перенапряжения РК 110/73.	4	62142	248568
РК35/40,5.	6	36682	220092
КР/TEL6/6,9.	2	5051	10102
Ячейка КРУ серии К-ХХУ1М	14	52890	740460
Микропроцессорное устройство RET670	2	41750	83500
Микропроцессорное RED521	2	39240	78480
Сети связи и сигнализации		218 000	218 000
Трансформаторы собственных нужд ТМ-630/6/0,4.	3	290770	872310
<b>Всего</b>			<b>39682596</b>

Таблица А2 – Расчет первоначальной балансовой стоимости оборудования

Тип электрооборудования	Затраты по оптовым ценам, руб	Транспортные расходы, 10%	Складские расходы, 2%	Затраты на создание фонд., 3 %	Монтаж, 8 %	Всего первоначальная балансовая стоимость
Трансформатор ТДТН 40000/110	8 000000	800000	160000	240000	640000	9840000
Разъединитель РНДЗ.1-110/1000	188000	18800	3760	5640	15040	231240
Разъединитель РДЗ.1-35/1000	98700	9870	1974	2961	7896	118731
Трансформатор напряжения - 110 НАМИ	127000	12700	2540	3810	10160	156210
НАМИ – 35	82200	8220	1644	2466	6576	101106
НАМИ – 6	43490	4349	869,8	1304,7	3479,2	53492,7
Трансформатор тока ТГ-145	170 000	17000	3400	5100	13600	209100
ТГ-72.5	91550	9155	1831	2746,5	7324	11266,5
ТЛК-СТ-6	33512	3351,2	670,24	1005,36	2680,96	41219,76
Выключатель элегазовый 145PM40.	997100	99710	19542	29913	79766,8	1226031,8
38PM40,5	576500	57650	11530	17295	46120	709065
6VF	212400	21240	4248	6372	16992	261252
Ограничитель перенапряжения 110/73. РК	62142	6214,2	1242,84	1864,26	4971,36	76416,66
РК35/40,5.	36682	3668,2	733,64	1100,46	2934,56	45118,86
КР/TEL6/6,9.	5051	505,1	101,02	151,53	404,08	6212,73
Ячейка КРУ серии К-ХХУ1М	52890	5289	1057,8	1586,7	4231,2	65054,7
Микропроцессорное устройство RET670	41750	4175	835	1252,5	3340	51352,5
Микропроцессорное RED521	39240	3924	784,8	1177,2	3139,2	48265,2
Сети связи и сигнализации	218000	21800	4360	6540	17440	268140
Трансформаторы собственных нужд ТМ-630/6/0,4.	290770	29077	5815,4	8723,1	23261,6	357647,1
Всего	11366977	1136697,7	224965,54	341006,11	1627258,2	13876922,5

Тип электрооборудования	Затраты по оптовым ценам, руб	Транс- портные расходы, 10%	Складские расходы, 2%	Затраты на создание фунд., 3%	Монтаж, 8%	Всего первоначальная балансовая стоимость
Трансформатор ТДТН 40000/110	8 000000	800000	160000	240000	640000	9840000
Разъединитель РНДЗ.1-110/1000	188000	18800	3760	5640	15040	231240
Разъединитель РДЗ.1-35/1000	98700	9870	1974	2961	7896	118731
Трансформатор напряжения НАМИ - 110.	127000	12700	2540	3810	10160	156210
НАМИ – 35.	82200	8220	1644	2466	6576	101106
НАМИ – 6.	43490	4349	869,8	1304,7	3479,2	53492,7
Трансформатор тока ТГ- 145.	170 000	17000	3400	5100	13600	209100
ТГ-72.5	91550	9155	1831	2746,5	7324	11266,5
ТЛК-СТ-6	33512	3351,2	670,24	1005,36	2680,96	41219,76
Выключатель элегазовый 145PM40.	997100	99710	19542	29913	79766,8	1226031,8
38PM40,5	576500	57650	11530	17295	46120	709065
6VF	212400	21240	4248	6372	16992	261252
Ограничитель перенапряжения РК 110/73.	62142	6214,2	1242,84	1864,26	4971,36	76416,66
РК35/40,5.	36682	3668,2	733,64	1100,46	2934,56	45118,86
КР/TEL6/6,9.	5051	505,1	101,02	151,53	404,08	6212,73
Ячейка КРУ серии К- ХХУ1М	52890	5289	1057,8	1586,7	4231,2	65054,7
Микропроцессорное устройство RET670	41750	4175	835	1252,5	3340	51352,5
Микропроцессорное RED521	39240	3924	784,8	1177,2	3139,2	48265,2
Сети связи и сигнализации	218000	21800	4360	6540	17440	268140
Трансформаторы собственных нужд ТМ- 630/6/0,4.	290770	29077	5815,4	8723,1	23261,6	357647,1
Всего	11366977	1136697,7	224965,54	341006,11	1627258,2	13876922,5
С учетом единиц оборудования						48809593

Таблица А3 - Расчет амортизационных отчислений

Тип электрооборудования	Балансовая стоимость, руб	Норма амортизации, %	Амортизационные отчисления, руб
Трансформатор ТДТН 40000/110	9840000	4	393600
Разъединитель РНДЗ.1-110/1000	231240	4	9249,6
Разъединитель РДЗ.1-35/1000	118731		4749,24
Трансформатор напряжения НАМИ - 110.	156210	4	6248,4
НАМИ – 35.	101106		4044,24
НАМИ – 6.	53492,7		2139,7
Трансформатор тока ТГ-145.	209100	4	8364
ТГ-72.5	11266,5		450,66
ТЛК-СТ-6	41219,76		1648,8
Выключатель элегазовый 145PM40.	1226031,8	4	49041,27
38PM40,5	709065		2802,48
6VF	261252		10450,08
Ограничитель перенапряжения РК 110/73.	76416,66	4	3056,66
РК35/40,5.	45118,86		1804,75
КР/TEL6/6,9.	6212,73		248,5
Ячейка КРУ серии К-ХХУ1М	65054,7	4	2602,19
Микропроцессорное устройство RET670	51352,5	4	2054,1
Микропроцессорное RED521	48265,2	4	1930,6
Сети связи и сигнализации	268140	4	10725,6
Трансформаторы собственных нужд ТМ-630/6/0,4.	357647,1	4	14305,88
Всего:	13876922,5	4	555076,9